



**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID  
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA**



**PROYECTO FIN DE CARRERA  
INGENIERIA INDUSTRIAL**

**ESTRATEGIAS OPTIMAS DE GENERADORES EOLICOS  
EN MERCADOS DE ELECTRICIDAD**

**AUTOR:** Jesús Gallego Gallego

**DIRECTOR:** Julio Usaola García

**TUTOR:** Julio Usaola García



<b>1.</b>	<b>INTRODUCCION</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>MERCADO ESPAÑOL DE ENERGIA ELECTRICA</b>	<b>5</b>
2.1	Reglas generales del mercado	5
2.2	Mercado Diario	7
2.3	Mercados Intradiarios	11
2.4	Coste de los desvíos	13
2.5	El régimen especial	14
2.6	Ingresos de los participantes en el Mercado	17
2.7	Resultados del sistema y del mercado español en 2008	18
<b>3.</b>	<b>GENERACION EOLICA</b>	<b>24</b>
3.1	Introducción	24
3.2	Nivel de penetración de la energía eólica	25
3.3	Predicciones de generación eólica a corto plazo	29
3.4	Incertidumbre de las predicciones de generación eólica a corto plazo	31
<b>4.</b>	<b>ESTRATEGIAS ÓPTIMAS DE PRESENTACION DE OFERTAS</b>	<b>35</b>
4.1	Introducción	35
4.2	Optimización considerando incertidumbres	35
4.2.1	Incertidumbre de la generación	35
4.2.2	Incertidumbre de los precios del mercado intradiario	37
4.2.3	Incertidumbre de los costes de los desvíos	38
4.2.4	Cálculo de ingresos	39
4.2.5	Estudio de resultados	41
4.2.6	Conclusiones	43
<b>5.</b>	<b>ESTUDIO DE CASOS</b>	<b>44</b>
5.1	Incertidumbre de las predicciones de generación	44
5.1.1	Hipótesis de partida	44
5.1.2	Datos	44
5.1.3	Método empleado y resultados	46
5.1.4	Comentarios	54
5.2	Incertidumbre de los precios en los mercados intradiarios	55
5.2.1	Hipótesis de partida	55
5.2.2	Datos	55
5.2.3	Método empleado y resultados	55
5.2.4	Comentarios	60
5.3	Incertidumbre de los precios de los desvíos	60
5.3.1	Hipótesis de partida	60
5.3.2	Datos	61
5.3.3	Método empleado y resultados	62
5.3.4	Comentarios	64
5.4	Comparación de resultados	64



<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>66</b>
<b>7.</b>	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>67</b>
	<b>ANEXO 1. EVALUACION DEL SOFTWARE OCTAVE</b>	<b>68</b>
	<b>ANEXO 2. ALGORITMOS DE IMPLEMENTACION DE ESTRATEGIAS</b>	<b>70</b>



## 1. Introducción

En el momento actual de grandes fluctuaciones del precio del petróleo, restrictivas normativas medioambientales y necesidades de autonomía energética de los países no productores de petróleo, las energías renovables están experimentando un gran desarrollo tecnológico y un abaratamiento de costo. Dentro de las energías renovables más desarrolladas podemos destacar la energía eólica, la energía solar y la energía hidráulica.

Sin embargo, la energía eólica presenta problemas adicionales respecto a otros tipos de generación, derivados de la imposibilidad de conocer con certeza la energía que se generará en el futuro, pues esta depende de las condiciones del viento en cada momento. Además de tratarse de una generación intermitente. Esto provoca problemas en la inserción de este tipo de energía en el sistema y en el mercado eléctricos.

Los desvíos entre la energía vendida por los generadores y la energía finalmente suministrada provocan un incremento de los costes, debido a la necesidad del sistema de mantener una reserva para hacer frente a estos desvíos. Por ello, existe una normativa que regula los desvíos, penalizando económicamente a los generadores que incurren en ellos.

Por ello, los generadores eólicos disponen de herramientas de predicción para saber con la mayor exactitud posible sus generaciones futuras y poder ofertar al mercado eléctrico con mayor seguridad en sus beneficios futuros.

El objetivo de este proyecto es estudiar una serie de estrategias que nos van a ayudar a disminuir la incertidumbre sobre ciertas variables del proceso y por lo tanto a optimizar las ofertas de los generadores eólicos a los mercados intradiarios y a disminuir sus costes. El proyecto se estructura en las siguientes partes:

- Estudio del mercado eléctrico español, sus reglas, los distintos mercados, los ingresos de los participantes, el régimen especial y los resultados del sistema y del mercado eléctrico en 2008.
- La generación eólica, nivel de penetración en el sistema eléctrico, predicciones e incertidumbres de la generación.
- Estudio de las estrategias óptimas de presentación de ofertas al mercado eléctrico, teniendo en cuenta las incertidumbres de la generación, precios del mercado intradiario y precio de los desvíos.
- Estudio de casos particulares, con la resolución de las distintas incertidumbres a través de las estrategias anteriormente estudiadas y estudio de resultados obtenidos.



## 2. Mercado Español de Energía Eléctrica

En este apartado se realizará un repaso y breve descripción de las normas de funcionamiento del mercado español de energía eléctrica. Para ello, se seguirán las referencias bibliográficas [1], [2], [3], [4] y [5].

### 2.1 Reglas generales del Mercado

El Mercado de Producción de energía eléctrica es el conjunto de transacciones de energía eléctrica que se lleva a cabo mediante la compra-venta de energía realizada entre los distintos agentes del mercado, cuyo responsable es el Operador del Mercado.

El Mercado de Producción de energía eléctrica se estructura en Mercado diario, Mercado intradiario, Mercados a plazo y Mercado de servicios de ajuste. También se integran en él los contratos bilaterales [1].

Los Agentes del Mercado son las empresas habilitadas en el mercado eléctrico para actuar como compradores y vendedores de energía. Estos agentes son productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, consumidores cualificados y empresas residentes en otros países externos al Mercado Español que tengan habilitación de agentes externos.

El Operador del Mercado es el responsable de la gestión económica del sistema referida a los Mercados diario e intradiario. Le corresponde recibir las ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica, efectuando la gestión de las mismas, así como la liquidación de todas las operaciones de los mercados diario e intradiario y en su caso a través de la colaboración con el Operador del Sistema las liquidaciones correspondientes al precio final de la energía. Le corresponde asimismo recibir del Operador del Sistema la comunicación de los contratos bilaterales para las verificaciones que correspondan en materia de ofertas al mercado.

Las transacciones se pueden llevar a cabo de 2 formas distintas, bien con contratos bilaterales (agente comprador-agente vendedor) bien en el sistema único de casación de ofertas de generación y demanda denominado “*pool*”.

En este sistema se realiza una sesión diaria de compra-venta de energía, mediante un sistema de casación de ofertas, a esta sesión se le denomina mercado diario MD [2].

En el Mercado diario se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. Las sesiones de contratación del Mercado diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos (23 ó 25 en los días de cambio de hora oficial). También puede producirse en el mercado diario la entrega física de la energía negociada en los Mercados organizados a plazo.

Una vez finalizada la sesión del mercado diario y recibidos los contratos bilaterales, el operador del sistema eléctrico REE [3], evalúa la viabilidad técnica del sistema para garantizar la seguridad y el suministro en la red de transporte, en el mercado de restricciones. Si el sistema no es viable, se modifican los contratos necesarios.

A continuación se ejecuta el mercado de servicios complementarios SSCC donde el operador del sistema eléctrico REE se encarga de gestionar la reserva secundaria y la reserva terciaria. De esta forma se obtiene el Programa Diario Viable.

Luego se realizan una serie de seis sesiones diarias de compra-venta de energía, a estas sesiones se las denomina mercados intradiarios MID [2], cuyo responsable al igual que el MD es el operador del mercado OMEL. El Mercado intradiario tiene por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se puede producir, en las horas siguientes, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable.

Las transacciones realizadas en estos mercados son firmes, es decir, transacciones posteriores no modifican las anteriores [4].

Finalmente el operador del sistema REE gestiona los desvíos, restricciones y SSCC en tiempo real.

En la figura 1, podemos ver la secuencia de mercados en el Mercado Eléctrico Español, según Energía y Sociedad (EyS) [4], portal dedicado a la divulgación de información relacionados con los mercados liberalizados de energía.

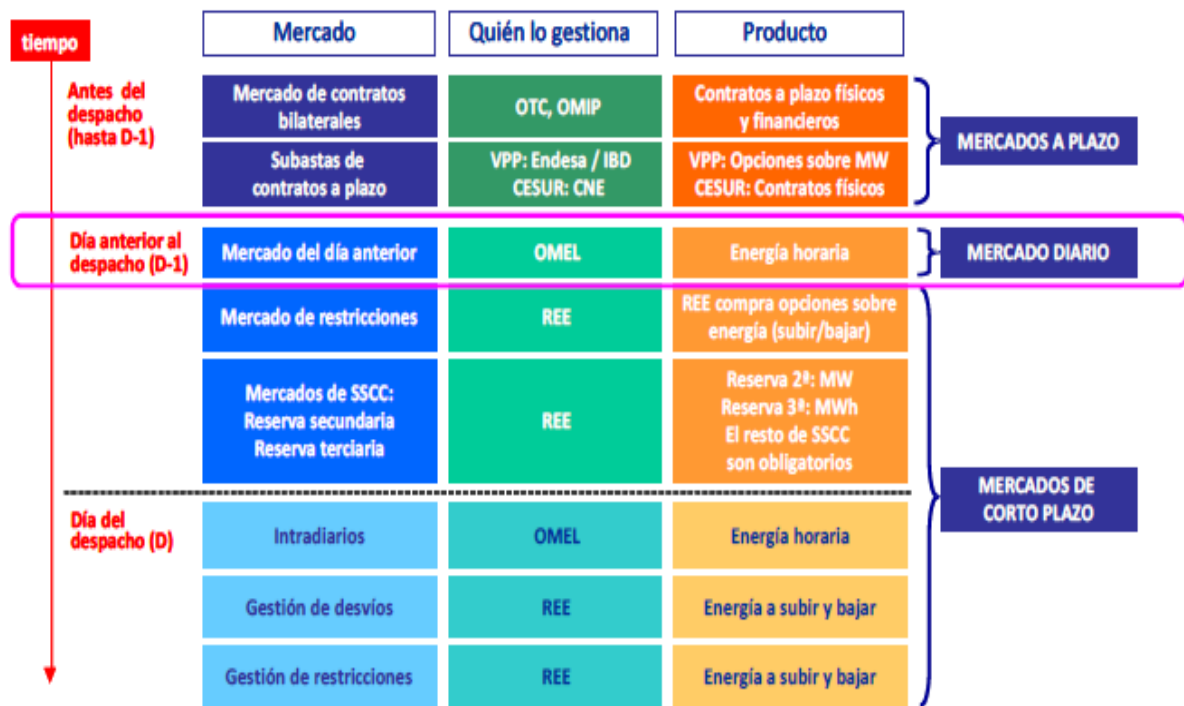


Figura 1. Secuencia de mercados en el Mercado Eléctrico Español. Fuente EyS [4].

## 2.2 Mercado Diario

El mercado diario, tiene por objeto llevar a cabo transacciones de energía eléctrica para el día siguiente, mediante la presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado [2].

El mercado diario se estructura en una sola sesión para cada horizonte diario [1], y se deben enviar las ofertas al operador del mercado eléctrico (OMEL), antes de las 10 horas del día D, donde se especifica la oferta de compra y venta de los agentes del mercado para el día D+1, por lo tanto la antelación de presentación de las ofertas con respecto al tiempo de operación, oscila entre las 14 y las 37 horas. La oferta debe comprender veinticuatro periodos horarios de programación consecutivos (veinticinco o veintitrés horarios para los días en los que se produzca el cambio de hora).

Las ofertas de venta y compra pueden dividirse hasta en 25 tramos en cada hora. En cada uno de los cuales se oferta energía y el precio de la misma, siendo el precio creciente en el caso de las ventas y decreciente en el caso de las compras.

Las ofertas de venta pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido. Las ofertas de adquisición únicamente podrán ser simples sin incorporar condiciones complejas. Únicamente se podrá presentar una oferta de venta o adquisición para un mismo horizonte diario y una misma unidad de venta ó adquisición.

### 2.2.1 Ofertas

En función de su contenido, las ofertas pueden ser simples o complejas.

**Ofertas Simples.-** Son ofertas simples, las ofertas de venta o adquisición de energía que los vendedores o compradores presenten para cada periodo de programación, y unidad de venta ó adquisición de la que sean responsables, con expresión de un precio y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada periodo de programación dentro de un mismo horizonte diario hasta un máximo de 25 tramos, con un precio diferente para cada uno de dichos tramos, siendo éste creciente para las ofertas de venta, o decreciente para las ofertas de adquisición. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en el proceso de casación.

**Ofertas Complejas.-** Son ofertas complejas aquellas ofertas de venta de energía que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan alguna de las condiciones que se relacionan a continuación. Las condiciones que pueden incorporar las ofertas complejas son las siguientes [1]:

- **Condición de indivisibilidad.-** Esta condición se puede aplicar al tramo de la oferta de menor precio de los 25 tramos posibles en los que se puede dividir, es decir, al tratarse de una oferta de venta, esta condición se puede aplicar únicamente al primer tramo. Si el tramo indivisible de la oferta resulta casado, lo será, por toda la energía ofertada y nunca por una fracción de la misma.



- Condición de ingresos mínimos.- Esta condición se puede aplicar a cualquier oferta de venta, de tal forma, que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación si el generador obtiene unos ingresos mínimos para un conjunto de periodos de programación definidos, que se expresarán como una cantidad fija, y como una cantidad variable declarada en céntimos de euro por kWh.
- Condición de parada programada.- Esta condición se puede aplicar para el caso de que las ofertas no resulten casadas por aplicación de la condición de ingresos mínimos. En este caso, las ofertas podrán ser consideradas como ofertas simples en el primer tramo, para como máximo los tres primeros periodos de programación del horizonte diario. La energía ofertada que incorpore la condición de parada programada deberá ser decreciente durante los periodos de programación para los que se declara la condición.
- Condición de gradiente de carga.- Esta condición la aplican los generadores con dificultad para aumentar o disminuir rápidamente su generación. La condición de variación de capacidad de producción consiste en establecer para cada unidad de venta una diferencia máxima de variación de capacidad de producción al alza o a la baja de la misma, entre dos periodos de programación consecutivos, pudiendo incluirse también la que corresponde al arranque y parada de dicha unidad de venta.

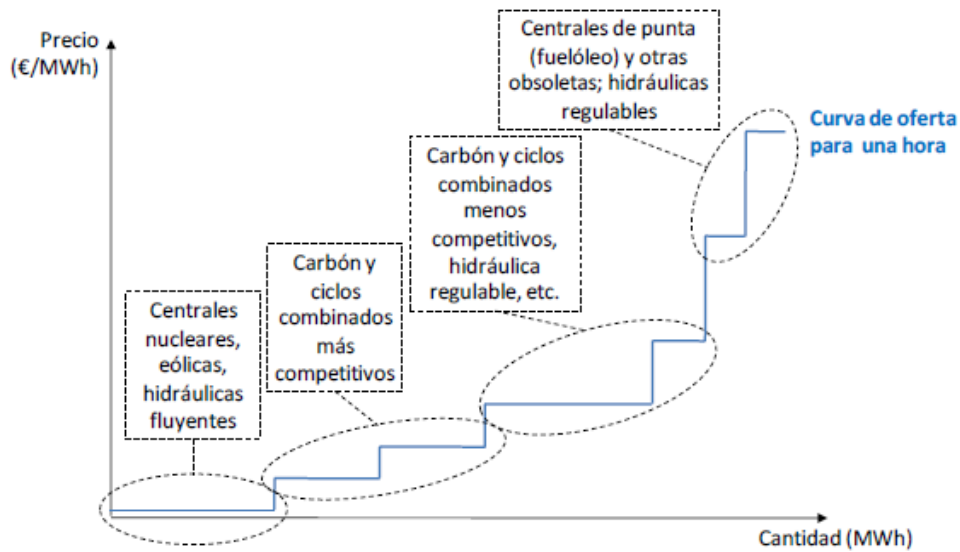
La última oferta de venta o adquisición válida de energía presentada por los agentes al Operador del Mercado para cada una de las unidades de venta o adquisición de las que sean titulares, será firme en el momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas.

### 2.2.2 Procedimiento de casación de ofertas

El Operador del Mercado realizará la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía por medio del método de casación simple, que es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía que se acepta para cada unidad de venta y adquisición para cada periodo de programación. Dicho método de casación simple se adaptará mediante aquellos algoritmos matemáticos necesarios para incluir en el procedimiento la posibilidad, por parte de los vendedores, de realizar ofertas complejas para cada unidad de venta [1].

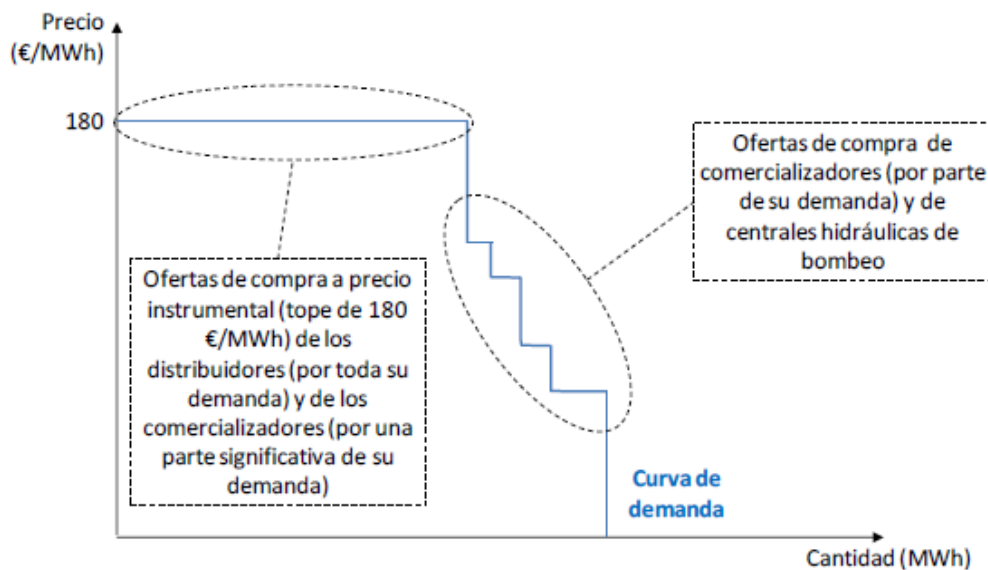
Una vez que los agentes han presentado sus ofertas al mercado para cada una de las horas del día siguiente, el operador del mercado (OMEL) las agrega y ordena, por precio creciente para la ofertas de venta, resultando así la curva agregada de oferta de venta, ver figura 2.





**Figura 2. Curva agregada de oferta de venta. Fuente: EyS.**

Y por precio decreciente las ofertas de compra, resultando así la curva agregada de oferta de compra, ver figura 3.



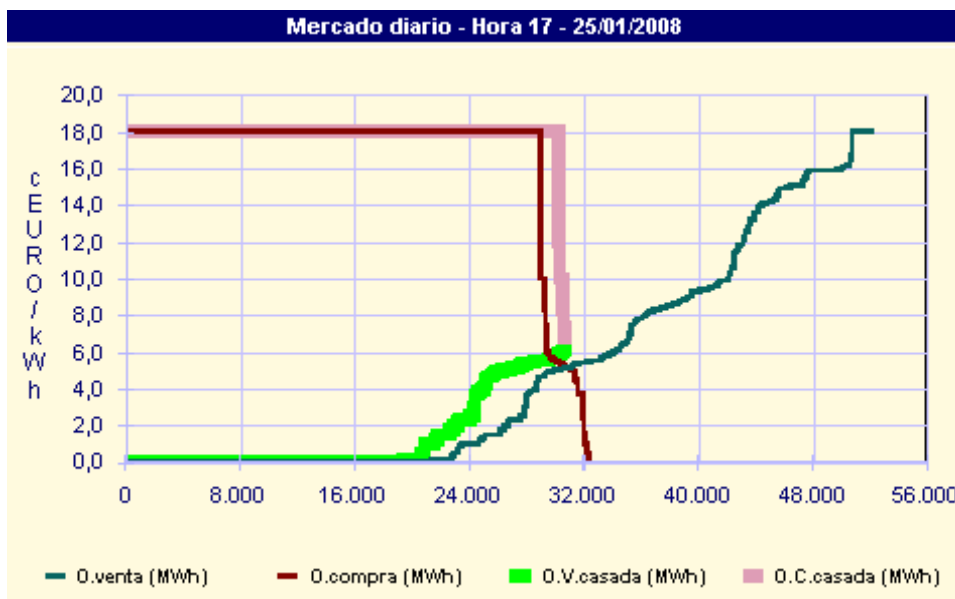
**Figura 3. Curva agregada de oferta de compra. Fuente EyS.**

El método de casación simple se desarrolla por medio de las siguientes operaciones:

a) Determinación del punto de cruce de las curvas agregadas de venta y de adquisición y obtención para cada periodo de programación del horizonte diario de programación el precio marginal, correspondiente a la oferta de venta realizada por la última unidad de venta cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda de energía, ver figura 4.

b) Asignación a cada unidad de venta, por cada oferta de venta de energía presentada para un mismo periodo de programación, de la energía objeto de venta durante ese periodo de programación, siempre que el precio de dicha oferta sea inferior o igual al precio marginal del periodo de que se trate, y siempre que exista energía suficiente demandada a dicho precio o superior.

c) Asignación al comprador, por cada oferta de adquisición de energía presentada para un mismo periodo de programación, de la energía objeto de demanda durante ese periodo de programación, siempre que el precio de dicha oferta de adquisición sea superior o igual al precio marginal de la energía para dicho periodo de programación, y exista energía suficiente ofertada a precio inferior o igual al marginal.



**Figura 4. Proceso de casación de generación y demanda. Fuente OMEL.**

Los resultados del proceso de casación son enviados al operador del sistema REE, para evaluar la viabilidad técnica del sistema y garantizar la seguridad y el suministro en la red de transporte. Si el sistema no es viable, se realizan los cambios necesarios. El operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado antes de la apertura de la primera sesión del mercado intradiario el Programa Diario Definitivo.

En la figura 5 podemos observar el proceso de envío, agregado y casación de ofertas.

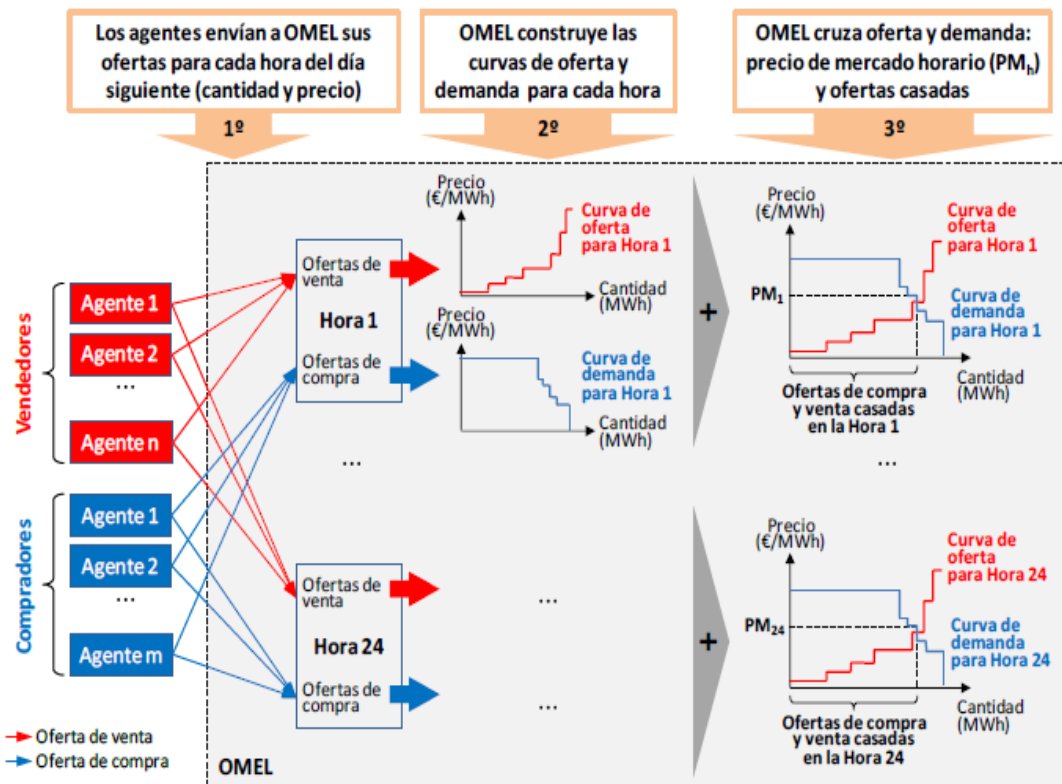


Figura 5. Esquema del funcionamiento del mercado diario. Fuente EyS.

### 2.3 Mercados Intradiarios

El mercado intradiario tiene por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se pueda producir en las siguientes horas, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable definitivo [1]. En el mercado español se establecen seis sesiones de mercado intradiario que tienen como objeto distintos periodos de programación cada uno.

Pueden participar en estos mercados los agentes que previamente participaron en el mercado diario y así corregir sus ofertas iniciales. Los mercados intradiarios tienen menor anticipación respecto al tiempo de operación, ello permite a los agentes del mercado tener mayor certidumbre sobre sus producciones o demandas previstas.

En la Tabla 1 se muestran las fases y horarios de los seis mercados intradiarios y sus horizontes de programación.

:

	SESION 1 <sup>o</sup>	SESION 2 <sup>a</sup>	SESION 3 <sup>a</sup>	SESION 4 <sup>a</sup>	SESION 5 <sup>a</sup>	SESION 6 <sup>a</sup>
Apertura de Sesión	16:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	17:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	18:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:00	23:00	02:45	05:45	09:45	13:45
Análisis de Restricciones	19:10	23:10	03:10	06:10	10:10	14:10
Análisis de Restricciones	19:20	23:20	03:20	06:20	10:20	14:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	28 horas (21-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

**Tabla 1. Distribución de horarios de los seis mercados intradiarios. Fuente OMEL.**

Podemos observar como en la “sesión 1<sup>a</sup>” se negocian las tres últimas horas del día D y las 24 horas del día D+1; en la “sesión 2<sup>a</sup>” se negocian las 24 horas del día D+1. Por lo tanto, en este mercado se cierran de manera definitiva la compra venta de energía de 4 horas. En cuanto a la antelación, oscila entre las 3 y las 6 horas, excepto en la “sesión 3<sup>a</sup>” cuya antelación oscila entre las 3 y las 5 horas y la “sesión 6<sup>a</sup>” que oscila entre las 3 y las 7 horas. La antelación, por lo tanto, es menor que en el mercado diario (entre 14 y 37 horas) ello permite a los agentes del mercado corregir sus ofertas iniciales con una mayor certidumbre en sus predicciones.

### 2.3.1 Ofertas

Las ofertas de venta y adquisición pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido.

Podrán presentarse varias ofertas de venta y/o adquisición para un mismo periodo de programación y una misma unidad de venta o adquisición que serán tratadas de forma independiente. Las ofertas que se presentan a los mercados intradiarios pueden dividirse hasta en cinco tramos cada hora, en cada uno de los cuales se oferta una cantidad de energía y el precio de la misma, de la misma forma las ofertas pueden incluir condiciones.

**Ofertas Simples.-** Son las presentadas para uno o vanos periodos de programación con expresión de un precio, pudiendo ser cero, y de una cantidad de energía, pudiendo existir para cada periodo de programación objeto de oferta hasta un máximo de cinco tramos para una misma oferta, con un diferente precio para cada uno de dichos tramos. Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tomada en cuenta en la casación.

**Ofertas Complejas.-** Son las que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan al menos alguna de las condiciones que se relacionan en los apartados siguientes. Podrán presentar ofertas complejas tanto los vendedores como los compradores.



- Condición de gradiente de carga.- La condición de gradiente de carga consiste en establecer una variación máxima de capacidad de producción o de energía adquirida, entre dos periodos de programación consecutivos.
- Condición de aceptación completa en el tramo primero de la oferta.- En caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de la oferta, esta oferta sea eliminada.
- Condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta.- En caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de la oferta en una hora, serán eliminados de la casación todos los tramos de la oferta correspondiente a dicha hora, permaneciendo el resto de la oferta válida.
- Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta.- En caso de no resultar casado completamente en algún periodo de programación del horizonte de casación, el tramo primero de su oferta, durante el número consecutivo de horas especificado en la misma, esta oferta sea eliminada.
- Condición de energía máxima.- Determina que si la oferta resulta casada, lo sea, por un volumen de energía total, inferior o igual al indicado por el titular en su oferta, y nunca por un volumen superior.
- Condición de ingresos mínimos y de pagos máximos.- La oferta sólo se entiende presentada a efectos de casación si el vendedor obtiene unos ingresos mínimos ó el comprador unos pagos máximos, que se expresan como una cantidad fija y otra variable.

### **2.3.2 Procedimiento de casación de ofertas**

El proceso de agregación y casación de ofertas lo realiza el operador del mercado, de la misma forma que en el mercado diario, y el precio que reciben los generadores y pagan los compradores es el precio marginal resultado de la casación de las curvas de oferta de compra y oferta de venta agregadas.

### **2.4 Costes de los desvíos.**

Se denomina desvío a la diferencia de energía entre la asignada a un generador en el mercado eléctrico en un tramo horario concreto y la energía finalmente producida por dicho generador en esa hora [2].



Esta diferencia de energía supone un ingreso o un coste para el generador según sea el sentido del desvío:

#### 1. Desvíos a Subir.

El generador ha producido más energía que la asignada en el mercado, en este caso el generador recibirá un ingreso que va a depender del sentido del desvío global del sistema.

- a) Desvío global en el mismo sentido.- El generador recibirá un ingreso por la energía a subir igual al mínimo entre el precio marginal de la energía en el mercado diario (PM) y el precio de venta (PV).
- b) Desvío global de distinto sentido.- El generador recibirá un ingreso por la energía a subir igual al precio marginal del mercado diario (PM).

#### 2. Desvíos a Bajar.

El generador ha producido menos energía que la asignada en el mercado, en este caso el generador deberá abonar una cantidad que va a depender del sentido del desvío global del sistema.

- a) Desvío global en el mismo sentido.- El generador deberá abonar la energía a bajar al máximo entre el precio marginal del mercado diario (PM) y el precio de compra (PC).
- b) Desvío global de distinto sentido.- El generador deberá abonar la energía a bajar al precio marginal del mercado diario (PM).

### 2.5 El Régimen Especial

La sociedad española actual, en el contexto de la reducción de la dependencia energética exterior, de un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y de una mayor sensibilización ambiental, demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad, como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental [5].

Además, la política energética nacional debe posibilitar, mediante la búsqueda de la eficiencia energética en la generación de electricidad y la utilización de fuentes de energía renovables, la reducción de gases de efecto invernadero de acuerdo con los compromisos adquiridos con la firma del protocolo de Kyoto.

La creación del régimen especial de generación eléctrica supuso un hito importante en la política energética de nuestro país.



Las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial se clasifican en categorías, grupos y subgrupos.

Categoría a.- Cogeneración y producción de energía eléctrica a partir de energías residuales.

Categoría b.- Energías renovables no consumibles, biomasa o biocarburantes.

Grupo b.1.- Energía solar.

Grupo b.2.- Energía eólica.

Subgrupo b.2.1.- Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

Subgrupo b.2.2.- Instalaciones eólicas ubicadas en el mar.

Grupo b.3.- Energía geotérmica, olas, mareas, rocas calientes y secas, oceanotérmica y corrientes marinas.

Grupo b.4.- Centrales hidroeléctricas de potencia no superior a 10 MW.

Grupo b.5.- Centrales hidroeléctricas entre 10 y 50 MW.

Grupo b.6.- Centrales que utilizan como combustible biomasa procedente de cultivos energéticos y residuos de las actividades agrícolas y forestales.

Grupo b.7.- Centrales que utilicen como combustible biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogas.

Categoría c.- Instalaciones que utilicen como energía, residuos no contemplados en la categoría b.

Para el caso que nos compete estudiaremos el subgrupo “b.2.1 Instalaciones eólicas ubicadas en tierra”.

### **2.5.1 Venta a tarifa regulada y venta libre.**

Los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial pueden vender su producción neta de energía eléctrica de dos maneras [5]:

a) Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, expresada en céntimos de euro por kilovatiohora, ver tabla 2.

b) Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatiohora.

Los titulares de dichas instalaciones podrán elegir por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de energía que más les convenga.

### 2.5.2 Primas.

Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

El titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. Se establecen unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, ver tabla 2 [11].

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/Kwh.	Prima de referencia c€/Kwh.	Límite Superior c€/Kwh.	Límite Inferior c€/Kwh.
b.2	b.2.1		primeros 20 años	7,8183	3,1273	9,0692	7,6098
			a partir de entonces	6,5341			

**Tabla 2. Tarifas y primas para instalaciones eólicas ubicadas en tierra. Fuente Orden ITC/3801/2008, de 26 de Diciembre.**

### 2.5.3 Complemento por energía reactiva.

Toda instalación acogida al régimen especial, independientemente de la opción de venta elegida recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7,8441 c€/Kwh., que será revisado anualmente, ver tabla 3.



Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	$F_p < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	1,00	0	4	0
Capacitivo	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	6	0	-3
	$F_p < 0,95$	8	-4	-4

Tabla 3. Complemento por energía reactiva. Fuente RD 661/2007, de 25 de mayo.

## 2.6 Ingresos de los participantes en el Mercado.

Los ingresos de los generadores participantes en el Mercado se calculan mediante la siguiente fórmula [6]:

$$I = \sum_{t=1}^T [P_{d,t} \pi_{d,t} + \pi_{i,t} (P_{i,t} - P_{d,t}) + IC_t] \quad (1)$$

donde el significado de cada variable es:

$P_{d,t}$  potencia casada en el mercado diario en la hora t

$\pi_{d,t}$  precio marginal en el mercado diario en la hora t

$\pi_{i,t}$  precio marginal en el mercado intradiario en la hora t

$P_{i,t}$  potencia prevista en el mercado intradiario en la hora t

$IC_t$  coste de los desvíos en la hora t

El coste de los desvíos se calcula de la siguiente forma:

- Si la potencia generada es superior a la potencia casada finalmente en el mercado intradiario, el generador ingresará la diferencia de potencias por el precio de venta de esa energía según la fórmula siguiente:

$$IC_t = \pi_{v,t} (P_{g,t} - P_{i,t}) \text{ Para } P_{g,t} > P_{i,t} \quad (2)$$

donde el significado de cada variable es:

$\pi_{v,t}$  precio de venta en la hora t

$P_{g,t}$  potencia generada en la hora t

- Si la potencia generada es inferior a la potencia casada finalmente en el mercado intradiario, el generador abonará al mercado la potencia desviada por el precio de compra de esa energía según la fórmula siguiente:

$$IC_t = \pi_{c,t} (P_{g,t} - P_{i,t}) \text{ Para } P_{g,t} < P_{i,t} \quad (3)$$

donde el significado de cada variable es:

$\pi_{c,t}$  precio de compra en la hora t

Para el caso de los generadores acogidos al régimen especial, se añadirán los ingresos por la prima correspondiente. Para el caso de la generación eólica este importe se ha detallado en el apartado 2.5.2.

## 2.7 Resultados del sistema y del mercado español en 2008.

En este apartado se expone de forma resumida los resultados más significativos tanto del sistema eléctrico español gestionado por Red Eléctrica como del mercado eléctrico español gestionado por OMEL

### 2.7.1 Resultados del sistema eléctrico español.

En este apartado se presentan los datos más significativos del comportamiento del sistema eléctrico español en 2008 [7].

En la tabla 4, se representa la evolución de la demanda eléctrica en la península en los últimos años, anualmente se produce un incremento de la demanda, aunque en el 2008 este incremento se sitúa en el 1%, el menor de los últimos años. Esto es debido en parte al efecto de la crisis económica, que ha provocado un descenso de la demanda en los últimos meses del año.

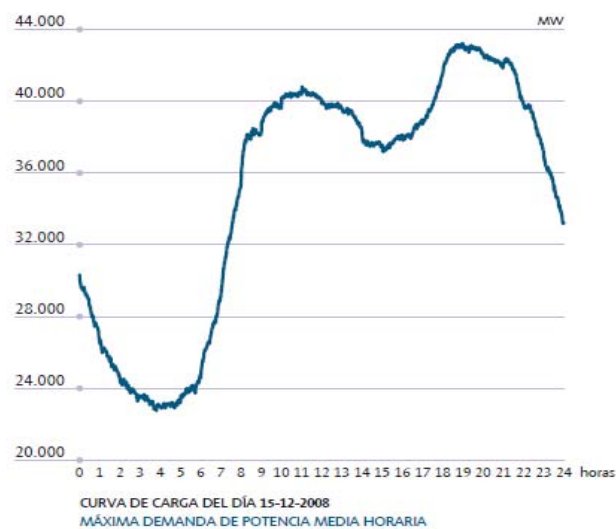
### Evolución de la demanda

	GWh	$\Delta$ Anual (%)	$\Delta$ Anual corregido <sup>(*)</sup> (%)
2004	235.999	4,5	4,2
2005	246.183	4,3	3,1
2006	253.445	3,0	4,0
2007	261.395	3,1	4,4
2008	263.961	1,0	0,8

(\*) Por los efectos de laboralidad y temperatura.

**Tabla 4. Evolución anual de la demanda peninsular. Fuente REE.**

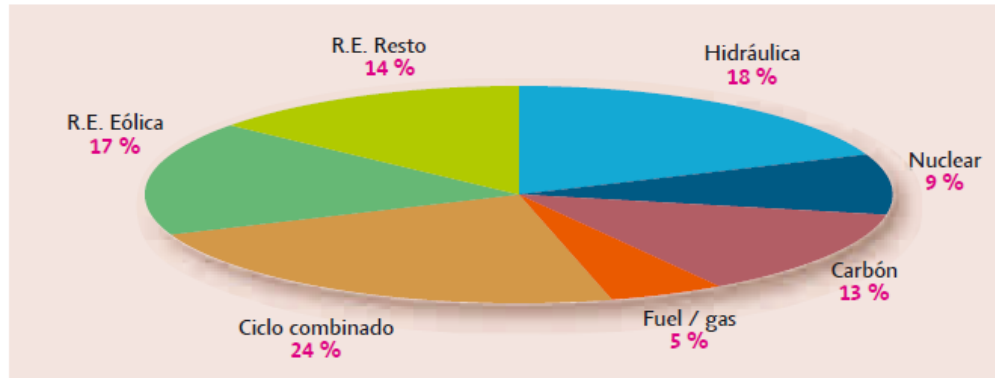
En la figura 6, podemos observar la curva de demanda media horaria del día 15 de Diciembre de 2008, donde se alcanzó el máximo valor con 42.961 MW. Los valores máximos, se sitúan en los días más fríos y más calurosos del año, debido al consumo para la climatización.



**Figura 6. Máxima demanda de potencia media horaria. Fuente REE**

La potencia instalada tuvo un crecimiento del 5% en 2008. En la actualidad la mayoría de los nuevos generadores pertenecen al grupo de las energías renovables. Podemos observar la importancia de la energía eólica, con un 17% de potencia instalada.

### Potencia instalada a 31 de diciembre del 2008 (89.944 MW)



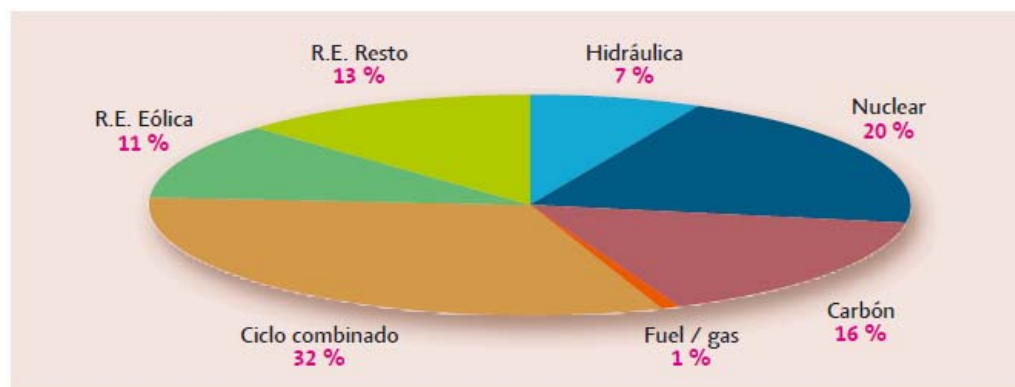
R.E.: Régimen especial.

**Figura 7. Distribución de la potencia total instalada en 2008. Fuente REE**

Respecto a la cobertura de la demanda, destaca el aumento de la oferta de generación del ciclo combinado y la energía eólica que han cubierto el 32% y el 11% de la demanda respectivamente (frente al 25% y el 10% de 2007).

La energía eólica, a pesar de suponer el 17% de la potencia instalada, en 2008 solamente cubrió el 11% de la demanda, esto se debe a la dependencia de esta energía de los factores ambientales, por su parte, la energía nuclear que supone el 9% de la potencia instalada cubrió el 20% de la demanda, debido a su bajo coste marginal.

### Cobertura de la demanda anual<sup>(1)</sup>



R.E.: Régimen especial.

(1) Incluye, además de la demanda peninsular, el saldo exportador de intercambios internacionales y el consumo de bombeo.

**Figura 8. Distribución de la cobertura de la demanda en 2008. Fuente REE**

## 2.7.2 Resultados del mercado eléctrico español.

En este apartado se presentan los datos más significativos del comportamiento del mercado eléctrico español en 2008 [8].

### 2.7.2.1 Contratación de energía en el sistema eléctrico español.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español en 2008 ha sido de 231.561 GWh y 15.137.081 kEur, lo que supone un aumento del 15,9% y del 85,9%, respectivamente, respecto al mismo periodo del año anterior.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario en el mismo periodo se ha situado en 22.021 GWh y 1.406.212 kEur, lo que supone una disminución del 15,5% y un aumento del 42,27%, respecto al mismo periodo del año anterior.

### 2.7.2.2 Precios.

En la figura 9, se representa el precio medio aritmético del mercado diario (conjunto de precios horarios de las ocho primeras horas de los días del mes) en el sistema eléctrico español correspondiente a 2008, estos precios han sido muy superiores a los precios del año 2007, suponiendo un incremento medio del 63,75%.

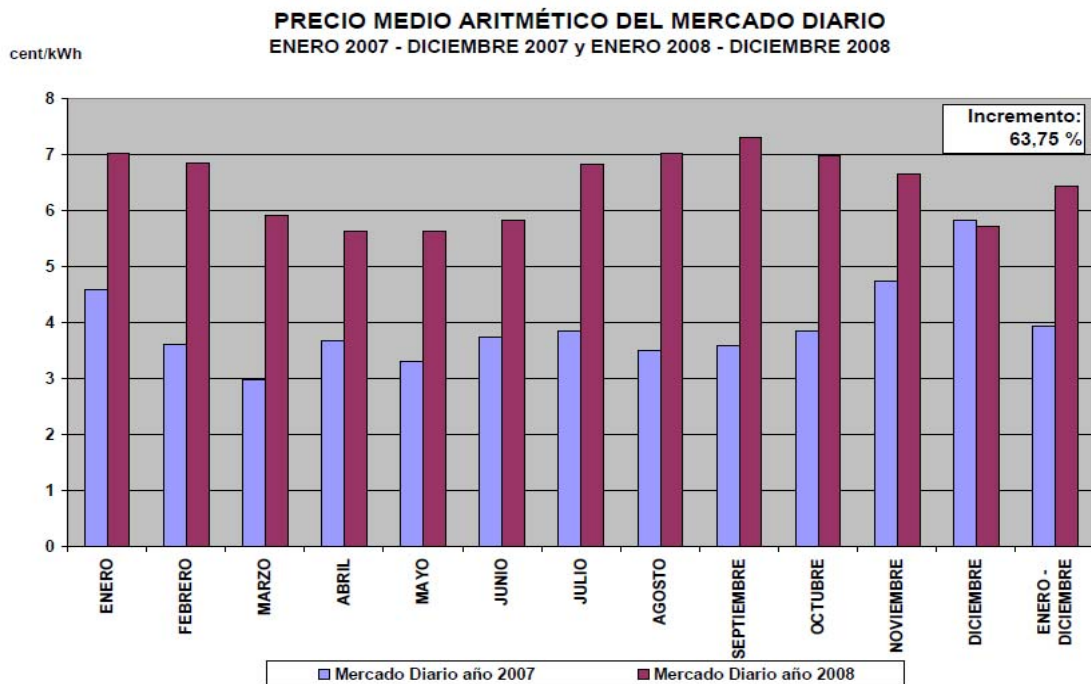
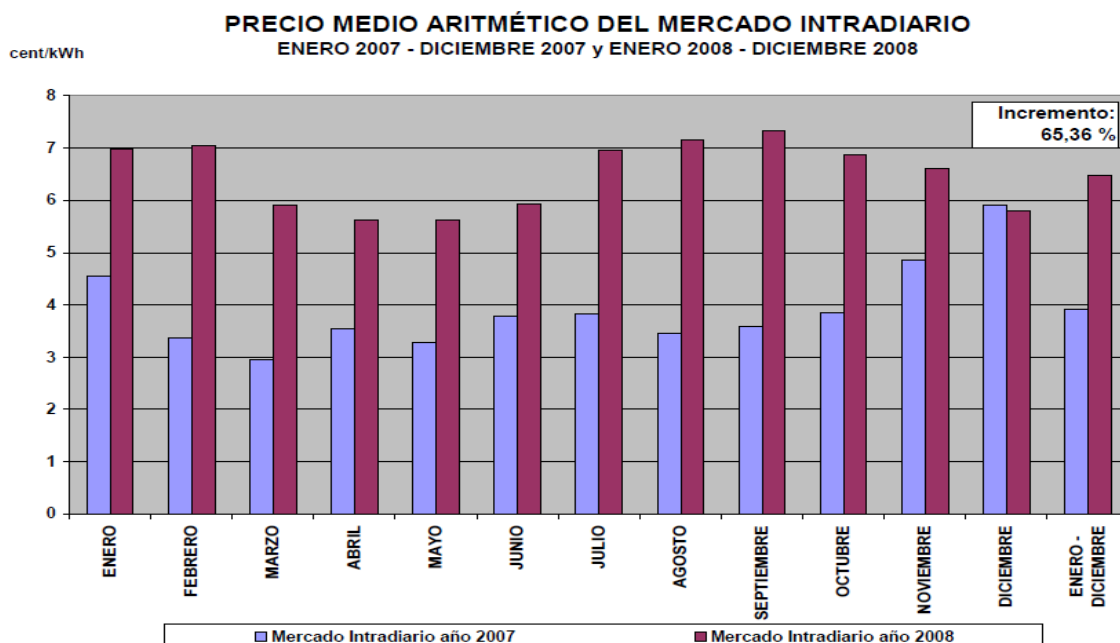


Figura 9. Precio medio aritmético de la energía en el MD comparación 2007-2008. Fuente OMEL.

Los precios medios mensuales aritméticos del mercado diario en el sistema eléctrico español en los doce últimos meses han variado, desde el mayor correspondiente al mes de septiembre de 2008 (7,303 cEur/kWh.), al menor correspondiente al mes de abril de 2008 (5,618 cEur/kWh.).

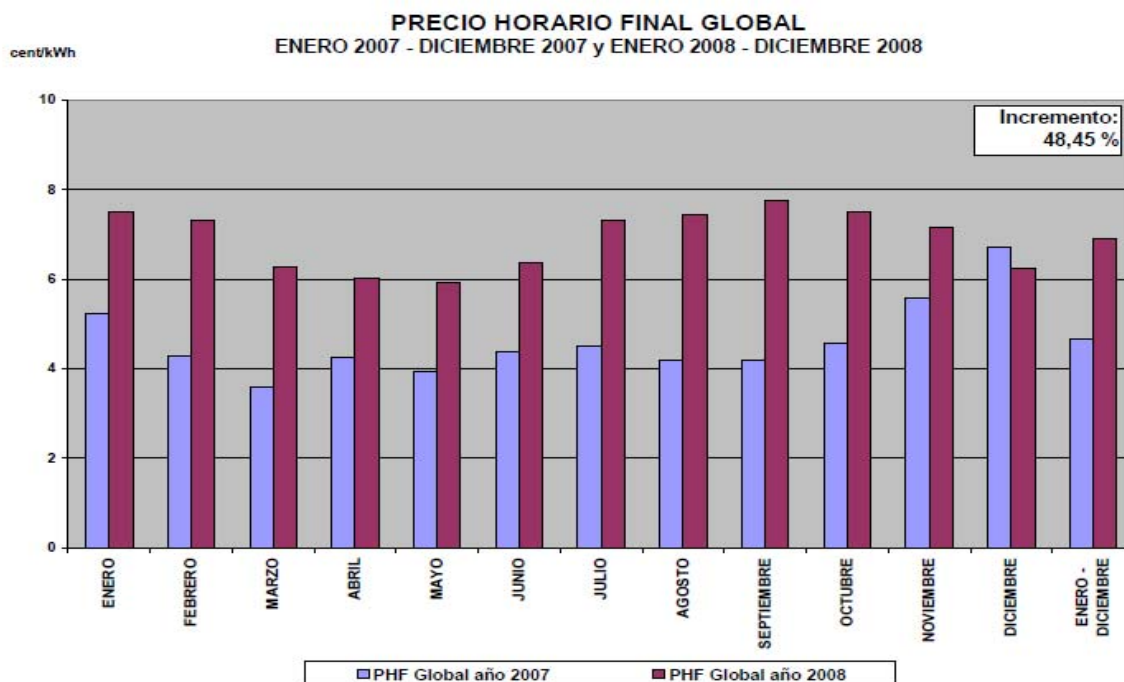
En la figura 10, se representa el precio medio aritmético (conjunto de precios horarios de las ocho primeras horas de los días del mes) del mercado intradiario en el sistema eléctrico español correspondientes a 2008, estos precios han sido muy superiores a los precios del año 2007, suponiendo un incremento del 65,36%.



**Figura 10. Precio medio aritmético de la energía en el MID comparación 2007-2008.**  
Fuente OMEL.

En el mes de diciembre 2008 se observa un descenso del precio medio aritmético del mercado intradiario respecto al mes anterior, alcanzando los 5,801 cEur/kWh. La diferencia entre los precios máximos y mínimos es generalmente superior a la del mercado diario.

En la figura 11, se representa la evolución mensual en los años 2007 y 2008 del precio horario final de la energía, suponiendo un incremento medio en 2008 del 48,45%.



**Figura 11. Precio medio ponderado global de la energía comparación 2007-2008.**  
Fuente OMEL.

En la tabla 5, podemos ver los componentes del precio horario medio final para el conjunto del mercado, se puede comprobar que el componente más importante es el correspondiente al mercado diario, pues el volumen de negocio del mercado intradiario es mucho menor.

COMPONENTES DEL PRECIO HORARIO FINAL							
MES	MERCADO DIARIO cent/kWh	RESTRICCIONES TECNICAS cent/kWh	BANDA DE REGULACIÓN cent/kWh	MERCADO INTRADIARIO cent/kWh	OPERACIÓN TÉCNICA cent/kWh	GARANTÍA DE POTENCIA / PAGO POR CAPACIDAD cent/kWh	PRECIO HORARIO FINAL cent/kWh
ENERO	7,166	0,087	0,129	-0,003	0,004	0,106	7,489
FEBRERO	6,979	0,092	0,126	0,002	0,018	0,108	7,326
MARZO	5,993	0,097	0,108	0,000	0,006	0,072	6,275
ABRIL	5,678	0,223	0,054	0,000	0,002	0,077	6,033
MAYO	5,692	0,103	0,055	0,000	0,003	0,080	5,934
JUNIO	5,933	0,255	0,062	0,000	0,005	0,110	6,365
JULIO	6,921	0,137	0,062	0,000	0,011	0,175	7,305
AGOSTO	7,102	0,167	0,085	0,000	0,013	0,079	7,447
SEPTIEMBRE	7,406	0,136	0,075	-0,001	0,012	0,126	7,754
OCTUBRE	7,091	0,213	0,076	-0,006	0,001	0,115	7,489
NOVIEMBRE	6,788	0,189	0,064	-0,004	0,005	0,102	7,144
DICIEMBRE	5,873	0,147	0,074	-0,003	0,020	0,139	6,251

**Tabla 5. Componentes del precio medio horario final de 2008.** Fuente: OMEL

### 3. Generación Eólica

A continuación se analizan aspectos relativos a la energía eólica, como sus ventajas e inconvenientes, características de este tipo de generación, el nivel de penetración de esta energía y las predicciones y su incertidumbre.

#### 3.1 Introducción

La generación eólica, como fuente de energía renovable, ha tenido una gran aceptación en los últimos años, este tipo de generación eléctrica presenta una serie de ventajas e inconvenientes que se describen a continuación.

##### Ventajas

- Es una energía renovable y limpia, no produce emisiones a la atmósfera ni residuos contaminantes. No requiere de un proceso de combustión que genere dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) por lo que no contribuye al efecto invernadero ni al cambio climático.
- Se disminuye de la dependencia de los combustibles fósiles, lo que aporta seguridad energética a un país.
- Puede instalarse en espacios no aptos para otros fines (terrenos áridos y no cultivables) y convivir con otros usos del suelo (prados de uso ganadero, cultivos). También existe la posibilidad de su instalación en el mar, donde su impacto es menor aunque aumentan los costes de implantación y mantenimiento.
- Abaratamiento de los costos de este tipo de instalaciones, ello ha supuesto que se haya convertido en una de las fuentes de energía renovables más rentables.

##### Inconvenientes

- La variabilidad de la producción eólica implica la necesidad de la existencia de centrales eléctricas de otra tecnología preparadas para respaldar una posible disminución de este tipo de producción.
- Uno de los mayores inconvenientes de los aerogeneradores es el llamado hueco de tensión. El hueco de tensión es la reducción brusca en la tensión de una fase (puede ser debido a la conexión de grandes motores, transformadores,...) y la posterior recuperación de la misma en milisegundos.
- La dificultad en la previsión de la producción provoca grandes problemas en los mercados eléctricos, que se celebran con antelación a la demanda. Aunque los últimos avances en la predicción del viento han mejorado mucho la situación.
- El impacto paisajístico que provocan los aerogeneradores es uno de los mayores problemas medioambientales.





Hay distintos tipos de aerogeneradores, los más habituales son de eje horizontal aunque también existen de eje vertical. Las máquinas de los aerogeneradores pueden ser síncronas y asíncronas. La potencia de estas ha pasado de los 25 kW de hace unos años a los 2 ó 3 MW de los actuales, aunque excepcionalmente pueden llegar a los 5 MW.

Los generadores se asocian en parques eólicos cuya potencia oscilan entre los 10 y 50 MW, las turbinas eólicas generan a una tensión entre los 400 y 600 V y mediante un transformador asociado elevan la tensión hasta el nivel de distribución, entre 10 y 15 kV. Cada parque cuenta con una central de control de funcionamiento que regula la puesta en marcha de los aerogeneradores y controla la energía generada en cada momento.

### **3.2 Nivel de penetración de la energía eólica**

La generación eólica ha tenido un desarrollo muy importante en los últimos años. A continuación se muestran algunos datos a nivel mundial que cuantifican este desarrollo.

En el año 2008, el desarrollo del sector ha sido muy importante y ha superado las expectativas a pesar de la crisis económica, sobre todo en el segundo semestre.

El año 2009 previsiblemente será un año duro para el sector de las energías renovables, pues la escasez de crédito se hará notar en la puesta en funcionamiento de nuevos proyectos.

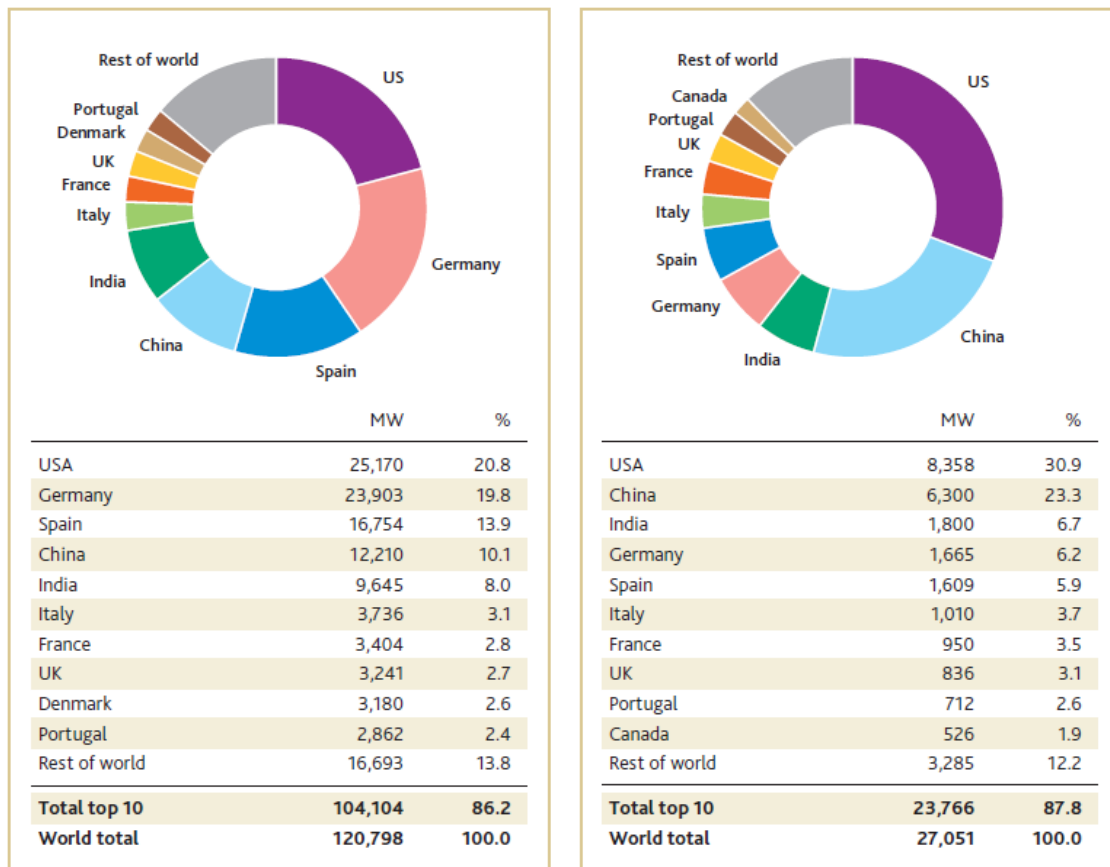
Sin embargo a medio y largo plazo, las previsiones de crecimiento siguen siendo positivas, porque las causas que han provocado su rápido crecimiento siguen estando ahí, es una energía limpia, rápida de implementar, crea muchos puestos de trabajo, limita la dependencia de los combustibles fósiles y es económicamente competitiva.

La energía eólica está en camino de cubrir entre un 10-12% de la demanda de energía eléctrica en el año 2020, lo que supone reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en 1,5 millones de toneladas al año, la aplicación de las nuevas normativas de emisiones que obligan a los países a pagar por el exceso de estas, está provocando el cierre de centrales térmicas alimentadas con carbón y un impulso a las fuentes de energía renovables.

Para la unión europea el compromiso es que en 2020 el 20% de la demanda de energía sea cubierta con fuentes de energía renovables y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> un 30% respecto a los niveles de 1990.

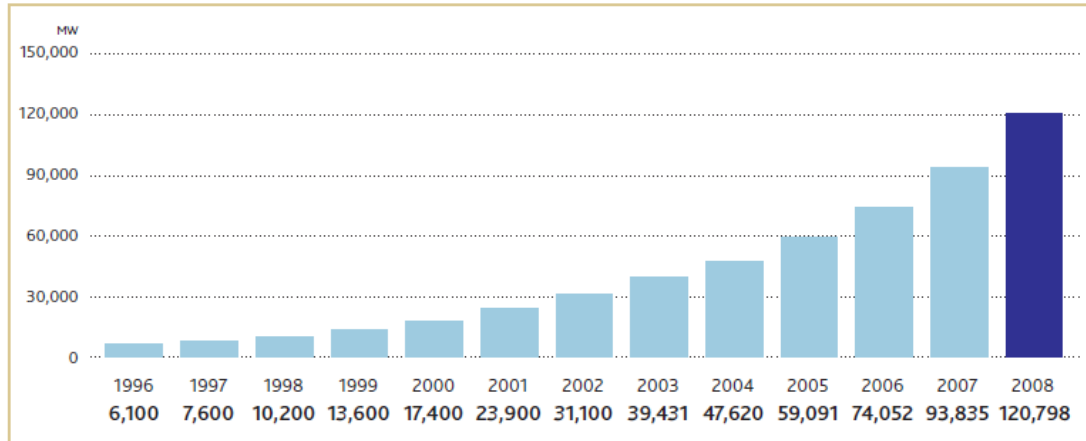
En el año 2008 se ha producido un desarrollo muy importante de la energía eólica, este desarrollo ha sido propiciado principalmente por el crecimiento en EE.UU. y China que ha dado lugar a un aumento de la potencia instalada a nivel mundial del 28,8% es decir, de más de 27 GW superándose los 120 GW totales instalados [9]. El sector emplea actualmente a más de 400.000 personas en todo el mundo.

En la figura 12 se muestran las potencias de generación eólica total instaladas y las nuevas instaladas en 2008 por países. Se puede observar, como USA ya lidera la producción a nivel mundial, esto se debe a la potenciación del sector en los últimos años. España tiene el tercer puesto a nivel mundial y China también está experimentando una rápida progresión que le llevará muy pronto al primer o segundo puesto.



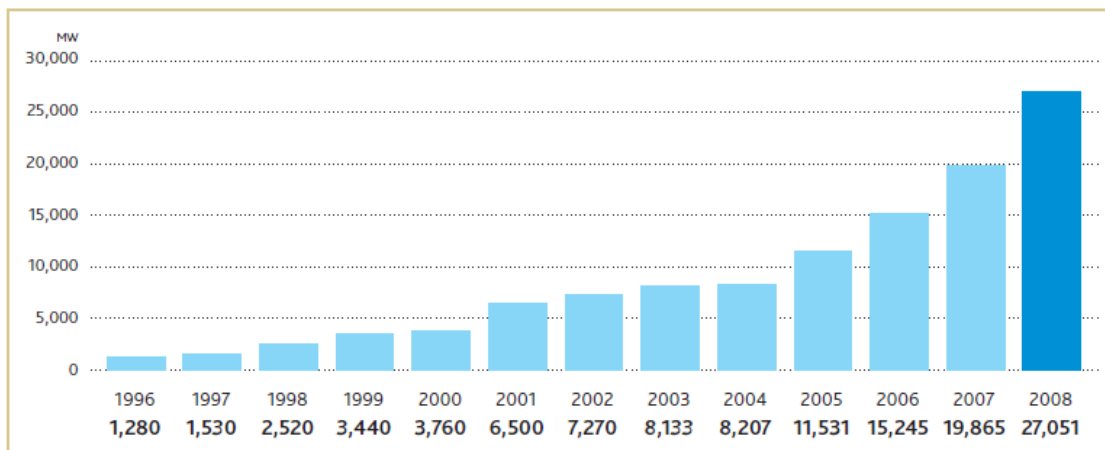
**Figura 12. Potencia total de energía eólica instalada por países y nueva capacidad instalada en 2008. Fuente GWEC.**

En la figura 13 podemos observar la evolución de la potencia eólica total instalada a nivel mundial desde 1996 hasta 2008, se puede observar una rápida evolución que va aumentando paulatinamente.



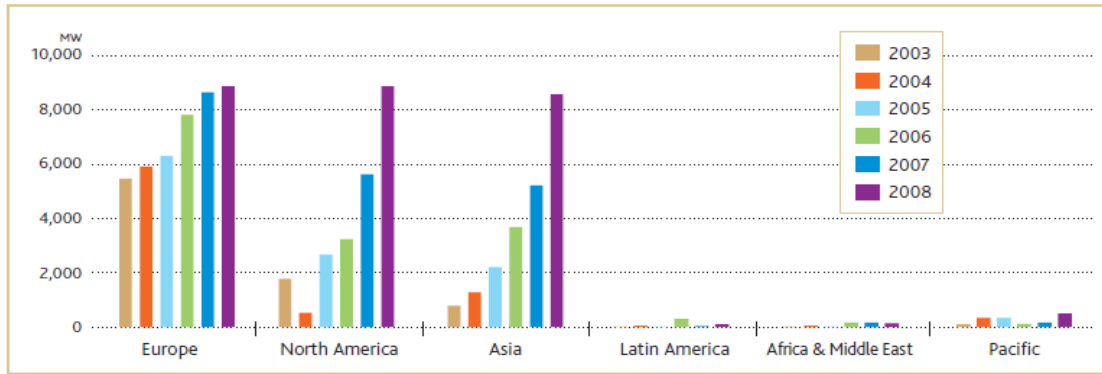
**Figura 13. Evolución de la potencia eólica total instalada a nivel mundial. Fuente GWEC**

En la figura 14 podemos observar la evolución de la nueva potencia instalada cada año a nivel mundial desde 1996 hasta 2008, se observa que cada año se instala más potencia que el año anterior.



**Figura 14. Evolución de la nueva potencia eólica instalada a nivel mundial. Fuente GWEC**

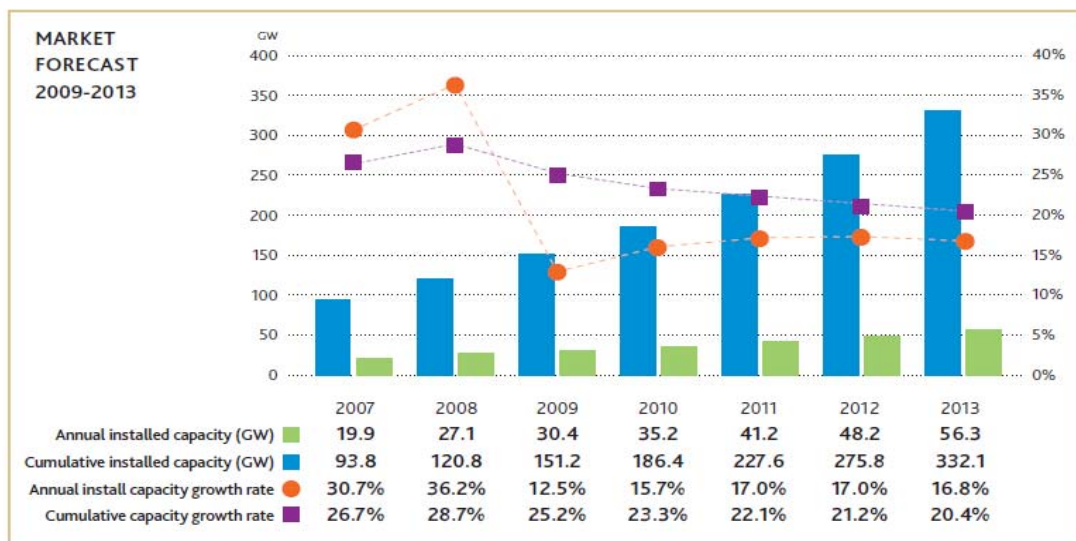
En la figura 15 vemos la evolución de las nuevas instalaciones por regiones. Podemos observar que las tres principales regiones de producción de energía eólica son Europa, América del Norte y China. Europa fue la pionera en la instalación de energía eólica y en la actualidad su evolución está estabilizada. Por su parte América de Norte y China comenzaron más tarde y vemos como están aumentando sus instalaciones año tras año, en una evolución lógica superarán con creces a Europa en poco tiempo.



**Figura 15. Evolución de la nueva potencia eólica instalada por regiones. Fuente GWEC**

En un futuro próximo, EE.UU. y China van a ser las dos potencias más importantes en la instalación de energía eólica, EE.UU. probablemente tendrá más dificultades debido a la falta de financiación por la recesión económica, aunque en China las perspectivas son mejores.

Las previsiones indican que en 2013 la capacidad total de generación eólica mundial será de 332 GW frente a los 120 GW de 2008 y la potencia instalada en 2013 será de 56 GW frente a los 27 GW de 2008. Los porcentajes de aumento en cuanto a capacidad total acumulada y nueva capacidad anual serán moderados, comparados con los de años anteriores.



**Figura 16. Evolución de la potencia eólica prevista a nivel mundial. Fuente GWEC**

### 3.3 Predicciones de generación eólica a corto plazo

La integración de los generadores eólicos en los mercados de electricidad necesitan de una buena estimación de la producción futura de dichos generadores. Las herramientas de predicción de generación de energía eólica, son herramientas que estiman la producción de los parques eólicos en las horas siguientes.

Las herramientas utilizadas en este caso se denominan de corto plazo, esto es debido a que la antelación con la que se necesita dicha estimación de la producción es de unas horas, depende de la antelación de los mercados eléctricos con respecto al momento de entrega de dicha energía a la red. Por ejemplo, en el mercado eléctrico español, la antelación del mercado diario oscila entre las 14 y las 37 horas y en los mercados intradiarios oscila entre las 3 y las 7 horas.

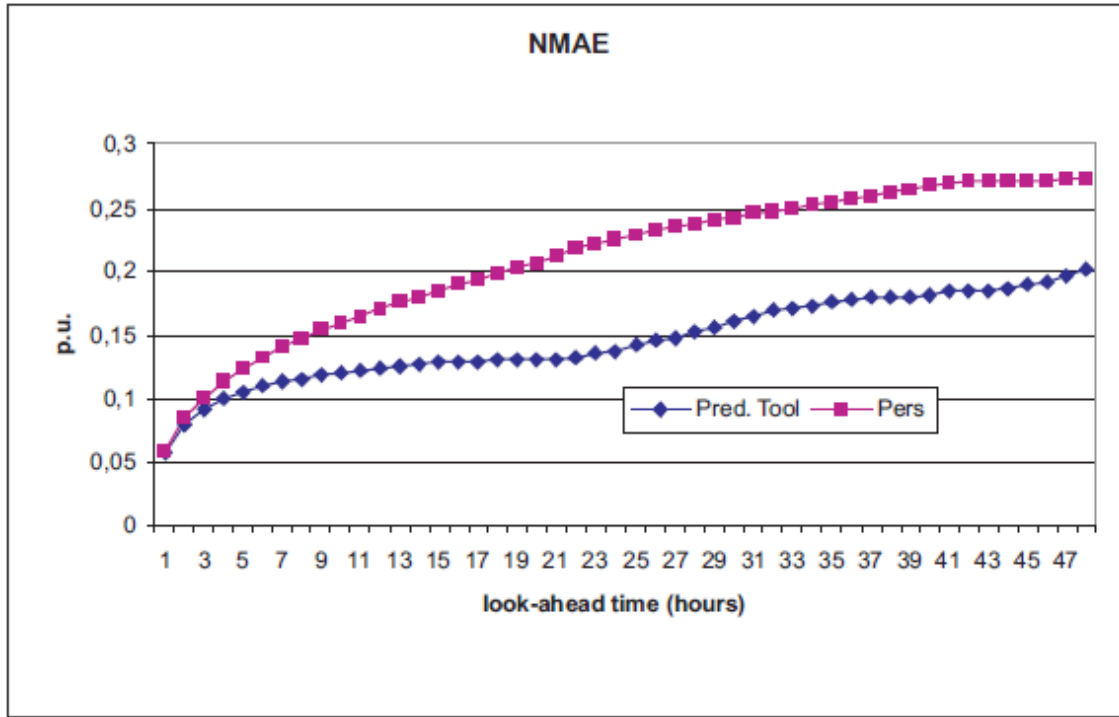
Estas herramientas usan para sus predicciones:

- Información de las predicciones meteorológicas y en tiempo real (velocidad del viento, dirección, densidad del aire, etc.)
- Datos de los generadores como sus potencias y disponibilidades.
- Una herramienta numérica de predicción a partir de técnicas estadísticas o modelos físicos.

La exactitud de las herramientas de predicción disminuye según aumenta la antelación de la predicción, por este motivo los mercados intradiarios (menor antelación) son muy importantes para los generadores eólicos y en ellos pueden corregir las posibles desviaciones cometidas en el mercado diario.

Cabe destacar que cuando se hace la predicción de generación para un conjunto de parques eólicos la exactitud es mayor, esto es debido a que las desviaciones en un sentido en un parque eólico se compensan con las desviaciones en el sentido contrario en otro parque eólico, por ello es habitual que varios parques eólicos oferten en conjunto al mercado eléctrico.

Existen multitud de herramientas de predicción, REE utiliza una herramienta llamada SIPREOLICO (herramienta de predicción desarrollada por la UC3M) [6]. Las herramientas de predicción se comparan con una herramienta denominada persistencia, la persistencia considera que las producciones futuras se van a mantener y que por lo tanto, la producción futura es igual a un promedio de los últimos valores observados. El caso más sencillo de persistencia es considerar como próximo valor el último valor observado.



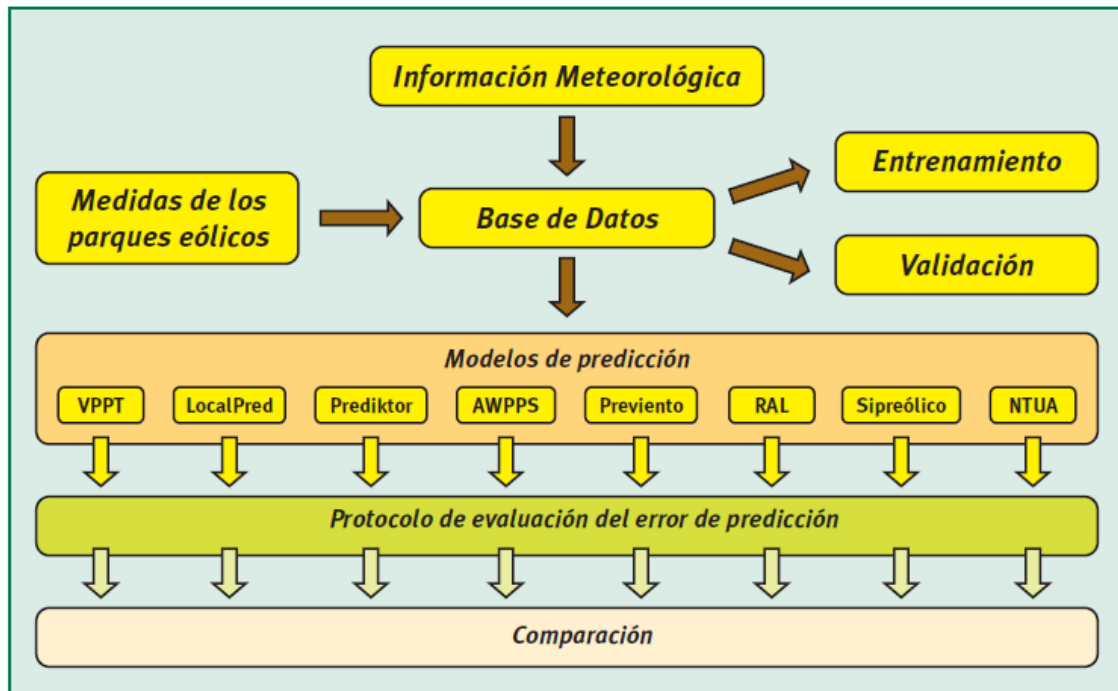
**Figura 17. Comparación de error cometido con SIPREOLICO y con Persistencia**

En la figura 17 se compara el error cometido con una herramienta de predicción (SIPREOLICO) frente al error cometido con una herramienta de Persistencia. Se puede observar como con antelaciones hasta 5 horas, los errores son similares, pero a medida que aumentan las horas de antelación las diferencias en los errores son mayores, se observa que utilizando una herramienta de predicción los errores son menores que utilizando persistencia.

Para el cálculo de los errores en las predicciones normalmente se utiliza la fórmula del valor medio del error normalizado VMEN (normalizad mean average error NMAE).

$$VMEN_k = \frac{1}{N} \frac{\sum_{t=1}^{t=N} |potencia \cdot real_t - predicción \cdot de \cdot potencia_{t,k}|}{Potencia \cdot no \ min \ al} \quad (4)$$

Aún queda mucho por mejorar en las herramientas de predicción eólica, para ello se creó en la UE el proyecto ANEMOS, cuyo objetivo es el desarrollo de modelos avanzados de predicción que mejoren las herramientas actualmente disponibles.



**Figura 18. Diagrama de bloques del proyecto ANEMOS. Fuente ANEMOS.**

El proyecto ANEMOS utiliza distintas herramientas de predicción eólica europeas, las aplica sobre unos parques eólicos concretos representativos del total y las integra en un mismo software [10]. Se evalúan los errores cometidos por cada uno de los sistemas y se comparan, de esta forma se pueden caracterizar los errores de predicción y se pueden encontrar los puntos débiles de cada herramienta y las áreas de mejora.

### 3.4 Incertidumbre de las predicciones de generación eólica a corto plazo.

Las predicciones de generación eólica a corto plazo son inciertas y es interesante conocer la incertidumbre de estas predicciones, para tener mayor información sobre las predicciones futuras.

La incertidumbre en las predicciones se modela utilizando métodos matemáticos y series de datos pasados, esta información nos va a ser muy útil a la hora de predecir las generaciones futuras.

Vamos a modelar la incertidumbre de las predicciones utilizando funciones de densidad de probabilidad (FDP), representada como  $f(x)$ , se utiliza con el propósito de conocer como se distribuyen las probabilidades de un suceso, en relación al resultado de dicho suceso.

Para el caso que nos ocupa, la función de densidad de probabilidad, va a representar la probabilidad de producir  $p$  MW habiendo predicho  $p'$  MW con una antelación de  $k$  horas y la representación de la misma será  $f_{p',k}(p)$ .

Para optimizar los resultados de los casos prácticos descritos más adelante, ha sido necesario modelar la incertidumbre y para ello se han utilizado las funciones de densidad de probabilidad. Los pasos a seguir para obtener una aplicación práctica han sido los siguientes:

- Datos de partida.-

Estos datos serán el registro histórico de los datos de las predicciones horarias para cada antelación desde 1 hasta  $k$  horas y los datos de producción real que finalmente generó el parque eólico. Es decir, tendremos para cada una de las  $n$  horas del histórico, la potencia prevista para cada una de las  $k$  antelaciones y la producción final del parque eólico en cada hora.

Hora	Producción Real	Previsión 1	Previsión 2	Previsión 3	.....	Previsión k-1	Previsión k
1	$P_1$	$P'_{1,1}$	$P'_{1,2}$	$P'_{1,3}$	.....	$P'_{1,k-1}$	$P'_{1,k}$
2	$P_2$	$P'_{2,1}$	$P'_{2,2}$	$P'_{2,3}$	.....	$P'_{2,k-1}$	$P'_{2,k}$
.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
n-1	$P_{n-1}$	$P'_{n-1,1}$	$P'_{n-1,2}$	$P'_{n-1,3}$	.....	$P'_{n-1,k-1}$	$P'_{n-1,k}$
n	$P_n$	$P'_{n,1}$	$P'_{n,2}$	$P'_{n,3}$	.....	$P'_{n,k-1}$	$P'_{n,k}$

**Tabla 6. Datos históricos de producciones y previsiones de un parque eólico.**



- Rango de potencias posibles.-

Las potencias posibles que puede generar el parque eólico, serán todos los valores desde 0 MW hasta su potencia nominal, esto es un valor infinito. Por ello, para su estudio se hace necesario dividir el rango en  $Q$  intervalos.

q	1	2	3	.....	Q-1	Q
P(MW)	$0 \leq P < 1$	$1 \leq P < 2$	$2 \leq P < 3$	.....	$Q-2 \leq P < Q-1$	$Q-1 \leq P < Q$

**Tabla 7. Intervalos de potencias posibles generadas.**

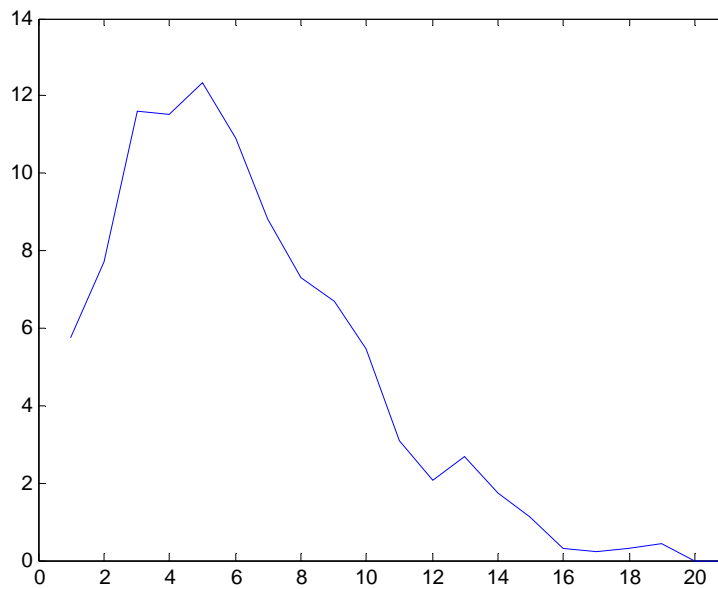
- Ordenación de los datos.-

Los datos se ordenan en una matriz de tres dimensiones donde:

- La dimensión 1 consta de  $Q$  elementos que corresponden a los  $Q$  intervalos posibles a los que puede pertenecer la potencia prevista.
- La dimensión 2 consta de  $k$  elementos que corresponden a las  $k$  posibles antelaciones de cada predicción.
- Para cada pareja predicción-antelación, tenemos un vector de  $Q$  elementos que corresponden a los  $Q$  intervalos posibles a los que puede pertenecer la potencia real, esta es la tercera dimensión de la matriz. Cada uno de estos  $Q$  elementos tendrá un valor numérico que corresponderá al número de veces que se ha generado una potencia  $p$  habiendo previsto  $p'$  con una antelación  $k$ . Estos valores han de ponderarse con el resto de valores de su vector y obtenemos así su valor porcentual. Cada uno de estos vectores son las funciones de densidad de probabilidad (FDP) de la potencia prevista  $p'$  y la antelación  $k$ .

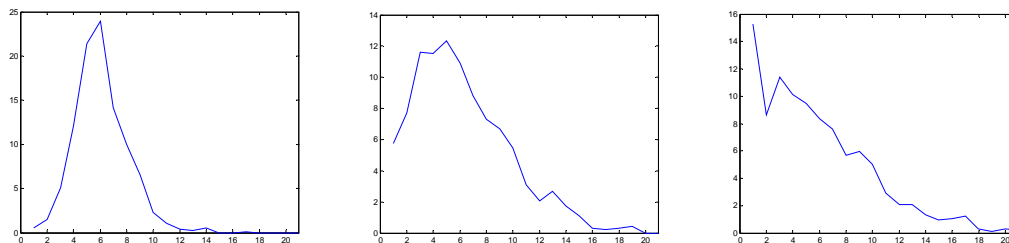
Potencia prevista $p'$ MW					Antelación de la predicción $k$ horas		
Valores posibles	1	2	3	.....	Q-2	Q-1	Q
Probabilidad	Prob 1	Prob 2	Prob 3	.....	Prob Q-2	Prob Q-1	Prob Q

**Tabla 8. Valores de la FDP para potencia prevista  $p'$  MW y antelación  $k$  horas.**



**Figura 19. Función de densidad de probabilidad para  $p'=5$  MW y  $k=12$  horas.**

Las FDP van a variar su forma para una misma potencia prevista  $p'$  y diferentes antelaciones  $k$ , cuanto mayor sea la antelación de la predicción mayor será la dispersión de posibles valores, esto es debido a que la exactitud de las herramientas de predicción disminuye conforme aumenta la antelación. Se puede ver un ejemplo en la figura 20.



**Figura 20. FDP para  $p'=5$  MW y  $k=1, 12$  y  $37$  horas de antelación.**

## **4. Estrategias óptimas de presentación de ofertas**

### **4.1 Introducción**

En este capítulo se presentan unas estrategias de presentación de ofertas al mercado eléctrico por parte de los generadores eólicos. El objetivo de estas estrategias es reducir el coste por desvíos de los generadores y maximizar sus beneficios.

Uno de los problemas de los generadores eólicos para ofertar al mercado eléctrico, es la incertidumbre sobre la generación futura. Las herramientas de predicción, ayudan a mejorar la incertidumbre de las previsiones de generación.

Para minimizar la incertidumbre de las predicciones de generación a corto plazo, se utilizan las funciones de densidad de probabilidad generadas a partir de los datos históricos de predicción y generación de un parque eólico.

### **4.2 Optimización considerando incertidumbres.**

De forma general se puede decir que optimizar una función, consiste en maximizar o minimizar una función, en la cual alguna de sus variables presenta incertidumbres y restricciones.

En este caso, la función objetivo son los ingresos del generador eólico y se pretende maximizar dicha función. Las variables que presentan incertidumbres son: la generación, el precio en el mercado intradiario y el coste de los desvíos.

En adelante vamos a estudiar cómo minimizar las incertidumbres de las tres variables, de esta forma, es decir, con la mayor exactitud posible en el valor futuro de las variables, el generador eólico va a ofertar al mercado de la electricidad y obtendrá una mejora de los ingresos.

#### **4.2.1 Incertidumbre de la generación.**

Las predicciones de generación de los parques eólicos se basan en las predicciones meteorológicas, estas predicciones deben tener una antelación de entre 14 y 37 horas o entre 3 y 7 horas, según se oferte al mercado diario o al mercado intradiario del sistema eléctrico español.

Como ya vimos anteriormente, existen numerosas herramientas de predicción basadas en las predicciones meteorológicas.

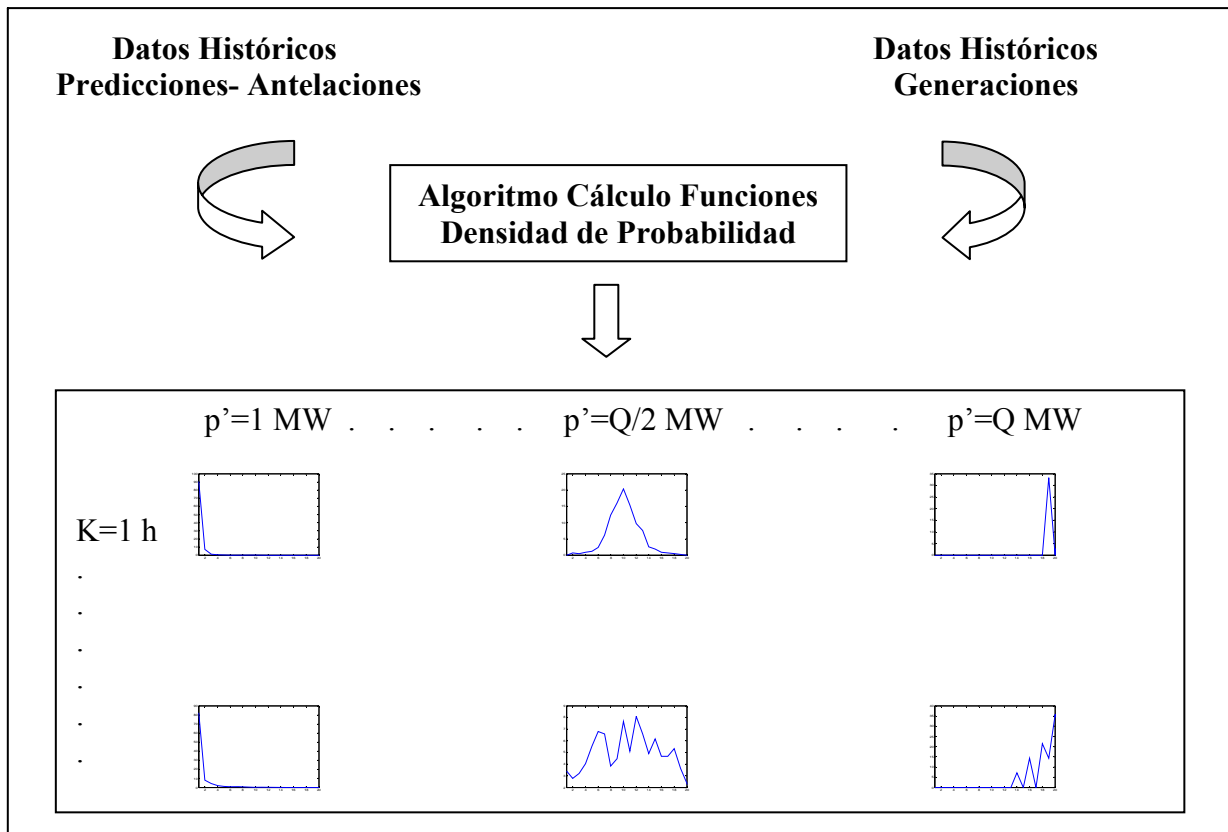
En este apartado vamos a proponer una herramienta, la cual, partiendo de los datos históricos de generación y predicción de un parque eólico y de las predicciones de generación, nos va a proporcionar las probabilidades de obtener cada uno de los rangos de generación posibles (FDP) y el coste esperado de ofertar cada uno de los posibles valores.

A continuación, se estudian los pasos a seguir para llegar al valor óptimo a ofertar:

Partimos de los datos históricos de generación y predicción de un parque eólico, estos datos están estructurados de tal forma, que para cada dato de generación horaria del parque tenemos las predicciones que hubo en las horas anteriores.

Dividimos la capacidad máxima de generación del parque eólico en intervalos, para delimitar el número de potencias posibles, que de otra manera sería infinito.

Con estos datos y siguiendo el procedimiento estudiado en el apartado 3.4, obtenemos las funciones de densidad de probabilidad (FDP's) de cada pareja generación prevista-antelación, es decir, obtenemos las posibilidades de que en la hora "h" se generen la potencia "p" habiéndose predicho la potencia "p'" con una antelación "k".



**Figura 21. Diagrama de bloques de la construcción de las FDP.**

Una vez definidas las funciones de densidad de probabilidad de cada pareja antelación-predicción se procede a determinar la potencia óptima a ofertar al mercado eléctrico, es decir, la potencia que generará más beneficios al parque eólico. Esta potencia óptima no va a ser necesariamente la potencia más probable de la FDP correspondiente, esto se debe a que debemos tener en cuenta el cálculo del coste esperado.

Cuando hablamos de coste esperado, nos referimos a la posibilidad de que la potencia ofertada no sea la potencia finalmente generada, esto provoca que el generador tenga que incurrir en unos gastos a causa del coste de los desvíos. Por ello, debemos tener en cuenta este factor a la hora de decidir la potencia a ofertar al mercado eléctrico.

Dada una pareja antelación-predicción, tenemos una función de densidad de probabilidad asociada, la cual determina la probabilidad de que finalmente se genere cada una de las potencias posibles. Debemos ponderar el coste esperado de elección de cada una de las potencias posibles, esto se consigue sumando los productos ingresos-probabilidad de cada producción posible fórmula 5. La opción cuyo valor sea máximo será la opción de menor coste esperado y por lo tanto la opción elegida.

$$CE(p)_{k-p'} = \sum_{i=1}^n Ingresos(g_i)_p \cdot Probabilidad(g_i)_{k-p'} \quad (5)$$

donde el significado de cada variable es:

$CE(p)_{k-p'}$  es el factor de medición del coste esperado de ofertar  $p$  con la antelación  $k$  y la predicción  $p'$ , si  $CE \uparrow$  entonces el Coste Esperado  $\downarrow$

$Ingresos(g_i)_p$  Son los ingresos obtenidos al generar  $g_i$  habiendo ofertado  $p$

$Probabilidad(g_i)_{k-p'}$  Es la probabilidad de generar  $g_i$  con la antelación  $k$  y la predicción  $p'$

#### 4.2.2 Incertidumbre de los precios del mercado intradiario

En el caso que nos ocupa vamos a estudiar la forma óptima de ofertar al mercado intradiario, suponiendo que al mercado diario hemos ofertado según la predicción que se tenía en el momento de presentar las ofertas al mismo.

Los precios que va a tener la energía en los mercados eléctricos no se pueden conocer a priori, por ello para la realización de este estudio se han barajado distintas posibilidades:

1. Se supone que los precios de la energía en el mercado intradiario son conocidos, utilizamos entonces los precios reales horarios que tuvo la energía en los mercados intradiarios, para el cálculo de la energía óptima a ofertar y para el cálculo de los ingresos finales.

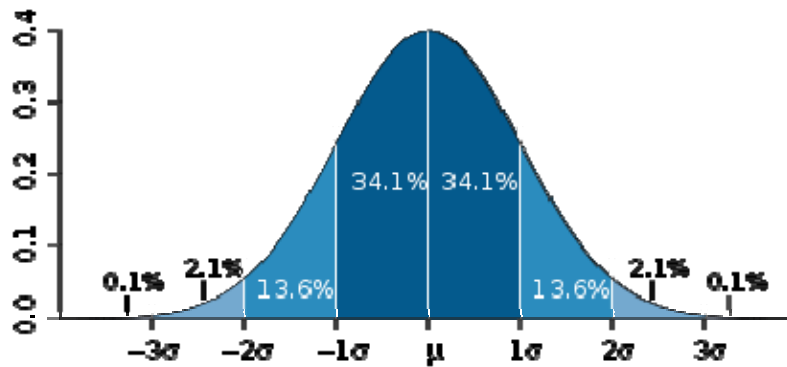
2. Se supone que el precio de la energía en el mercado intradiario va a ser similar al precio de la energía en el mercado diario, esta hipótesis es bastante buena, pues los precios de los mercados intradiarios no sufren muchas variaciones con los precios del mercado diario correspondiente.

3. Utilizamos una distribución normal aleatoria para determinar el valor del precio de la energía en el mercado intradiario.

Una distribución normal es aquella distribución de probabilidad cuya media, mediana y moda se encuentran en el centro de la curva y tienen el mismo valor, además los dos extremos se extienden indefinidamente y nunca tocan el eje horizontal. Para definir una distribución normal de probabilidad es necesario conocer dos parámetros:

La media ( $\mu$ ): Es la suma de los datos divididos entre el número de datos.

La desviación estándar ( $\sigma$ ): Es la variación de los datos con respecto a la media ( $\mu$ ).



**Figura 22. Distribución de probabilidad alrededor de la media en una distribución  $N(\mu, \sigma)$**

Una distribución normal aleatoria va a ser una distribución normal definida por la media ( $\mu$ ) y por la desviación estándar ( $\sigma$ ) que va a generar un valor aleatoriamente.

Para el caso que nos ocupa, tomaremos como media ( $\mu$ ) el valor del precio horario del mercado intradiario y como desviación estándar ( $\sigma$ ) un valor proporcional (%) del valor de la media, esto generará un valor aleatoriamente que será el valor que tomaremos como precio del mercado intradiario.

#### 4.2.3 Incertidumbre de los costes de los desvíos

Existen dos tipos de desvíos según el generador haya sobre generado o sub generado.

Desvíos a Subir.- El generador ha producido más energía que la asignada en el mercado, en este caso el generador recibirá un ingreso que va a depender del sentido del desvío global del sistema.

Desvíos a Bajar.- El generador ha producido menos energía que la asignada en el mercado, en este caso el generador deberá abonar una cantidad que va a depender del sentido del desvío global del sistema.

En el momento de realizar las ofertas al mercado eléctrico, los precios de los desvíos son desconocidos para los generadores, en este apartado vamos a estudiar distintas formas de predecir los precios futuros de los desvíos, para optimizar las ofertas al mercado eléctrico.

1. Se toman los precios de los desvíos como valores fijos, tanto el precio de los desvíos a subir como el de los desvíos a bajar, para determinar estos valores fijos, se toma el valor medio histórico de los mismos de un determinado período de tiempo.
2. Otra forma de predecir con más exactitud el precio futuro de los desvíos es tomar el valor medio de los mismos de un periodo de tiempo inferior, por ejemplo el mes o el trimestre anterior y aplicarlo durante el mes o el trimestre siguiente.

#### 4.2.4 Cálculo de ingresos

Una vez elegida la potencia a ofertar al mercado eléctrico, se toma la energía real finalmente generada y se calculan los ingresos que se hubiesen obtenido de haberse aplicado este método. Hay que tener en cuenta que se trabaja con escenarios pasados para poder simular los resultados y comparar los distintos métodos.

Los ingresos que obtiene un generador eólico por la venta de la energía al mercado eléctrico se calcula de la siguiente manera:

1. Cálculo de los ingresos en el mercado diario. El ingreso que percibe un generador en el mercado diario vendrá dado por el producto de su potencia ofertada (suponemos que la oferta es aceptada en su totalidad) y el precio marginal del mercado diario.

$$IMD = P_{MD} \cdot \pi_{MD} \quad (6)$$

donde el significado de cada variable es:

$IMD$	Son los ingresos del generador en el mercado diario (€)
$P_{MD}$	Es la energía vendida por el generador en el mercado diario (MWh)
$\pi_{MD}$	Es el precio marginal de la energía en el mercado diario (€/MWh)

2. Cálculo de los ingresos en el mercado intradiario. En el mercado intradiario la antelación es mucho menor que en el mercado diario, por ello, las predicciones de generación serán sensiblemente mejores en este mercado, así los generadores eólicos utilizarán este mercado para corregir sus ofertas al mercado diario. De esta forma, los generadores eólicos venderán energía en este mercado cuando su previsión de generación sea mayor que la energía vendida en el mercado diario y comprarán energía si su previsión de generación es menor.

Por lo tanto, en el mercado intradiario se pueden obtener ingresos positivos y negativos. El cálculo se realiza utilizando la siguiente fórmula:

$$IMID = (P_{MID} - P_{MD}) \cdot \pi_{MID} \quad (7)$$

donde el significado de cada variable es:

$IMID$	Son los ingresos del generador en el mercado intradiario
$P_{MID}$	Es la potencia prevista en el momento de ofertar en el mercado intradiario (MWh)
$P_{MD}$	Es la potencia ofertada por el generador en el mercado diario (MWh)
$\pi_{MID}$	Es el precio marginal de la energía en el mercado intradiario

Por lo tanto, si  $P_{MD} > P_{MID}$  el generador obtendrá ingresos negativos, pues compra energía.

3. Cálculo del coste de los desvíos. Los desvíos de generación con respecto a la energía previamente vendida, tendrán un coste.

Desvío a subir, en este caso el generador ha producido más energía de la vendida en los mercados, por lo tanto, el generador venderá energía en los desvíos y obtendrá un ingreso.

$$IDS = (P_g - P_{MD-MID}) \cdot \pi_{DS} \quad (8)$$



donde el significado de cada variable es:

$IDS$	Son los ingresos del generador por los desvíos (€)
$P_g$	Es la energía realmente generada (MWh)
$P_{MD-MID}$	Es la energía vendida en los mercados diario e intradiario (MWh)
$\pi_{DS}$	Es el precio de los desvíos a subir (€/MWh)

Desvío a bajar, en este caso el generador ha producido menos energía de la vendida en los mercados, por lo tanto, el generador comprará energía en los desvíos y tendrá un coste

$$CDB = (P_{MD-MID} - P_g) \cdot \pi_{DB} \quad (9)$$

donde el significado de cada variable es

$CDB$	Son los costes del generador por los desvíos (€)
$P_g$	Es la energía realmente generada (MWh)
$P_{MD-MID}$	Es la energía vendida en los mercados diario e intradiario (MWh)
$\pi_{DB}$	Es el precio de los desvíos a bajar (€/MWh)

#### 4.2.5 Estudio de resultados

Estudiaremos distintos casos utilizando los métodos que acabamos de ver, durante un período determinado de tiempo y sobre el mismo parque eólico, el resultado final de cada caso será el sumatorio de los ingresos obtenidos cada hora durante el período de tiempo determinado.

$$IF = \sum_{i=1}^n (IMD_i + IMID_i + IDS_i + CDB_i) \quad (10)$$



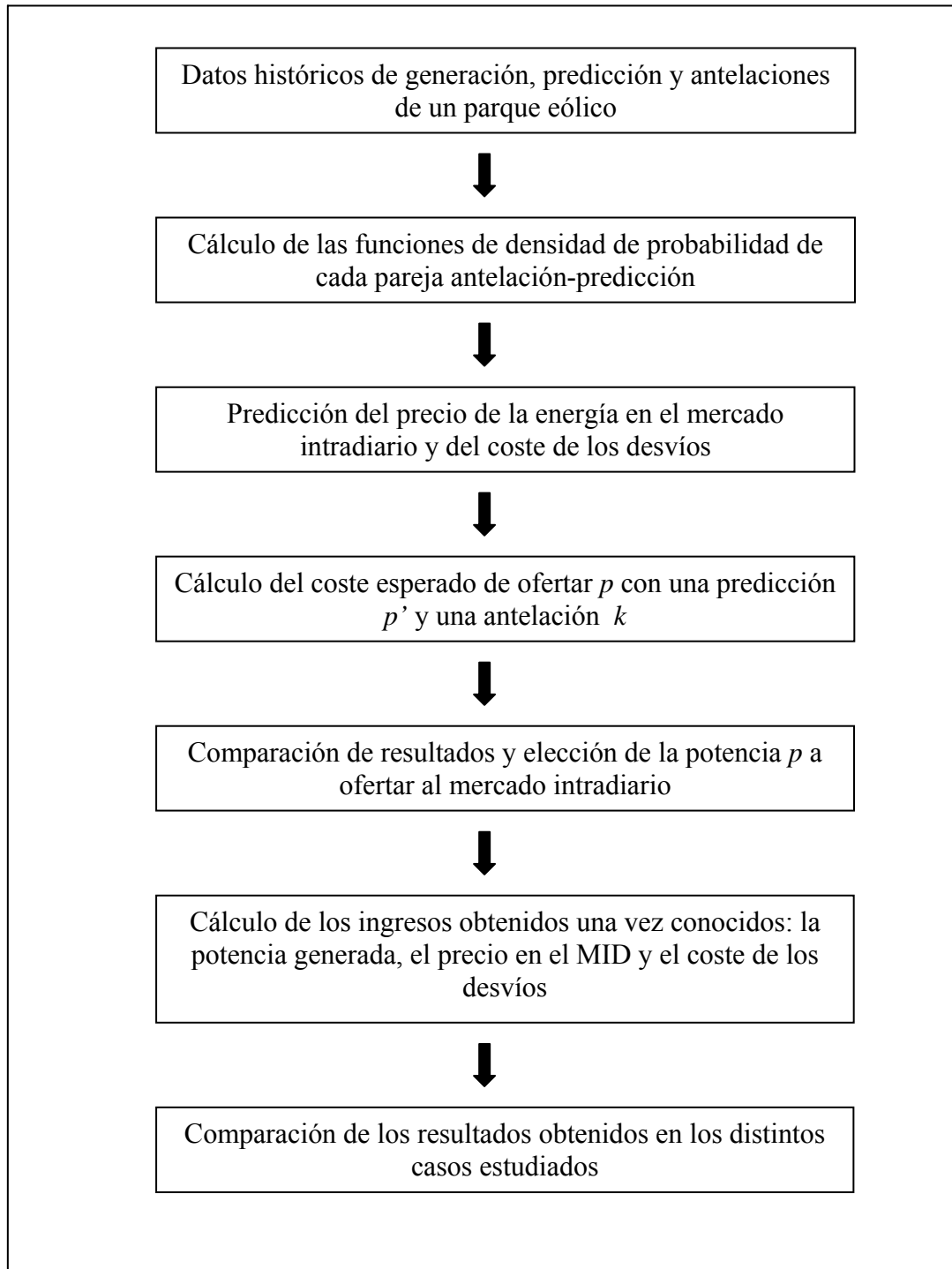
donde el significado de cada variable es:

$IF$	Son los ingresos totales del generador durante el periodo considerado (€)
$IMD_i$	Son los ingresos del generador en el mercado diario en la hora $i$ (€)
$IMID_i$	Son los ingresos del generador en el mercado intradiario en la hora $i$ (€)
$IDS_i$	Son los ingresos del generador en el mercado de desvíos en la hora $i$ (€)
$CDB_i$	Son los costes del generador en el mercado de desvíos en la hora $i$ (€)

Cada caso tendrá un resultado final de ingresos, este resultado será el que vamos a utilizar para realizar la comparación entre los distintos casos.

#### 4.2.6 Conclusiones

El proceso completo de optimización de ofertas a presentar al mercado eléctrico y el cálculo de los ingresos finales que se hubiesen obtenido, se resume en el cuadro siguiente:



**Figura 23. Proceso completo de optimización de ofertas al mercado eléctrico.**

## 5. Estudio de casos

En este capítulo se desarrollan los distintos casos que hemos visto anteriormente (incertidumbre de las predicciones de generación, de los precios del MID y del coste de los desvíos), sus hipótesis, los datos utilizados y los resultados obtenidos en cada uno de ellos.

### 5.1 Incertidumbre de las predicciones de generación

#### 5.1.1 Hipótesis de partida.

Las hipótesis utilizadas en el estudio han sido las siguientes:

- Los generadores eólicos presentan sus ofertas al mercado eléctrico a precio cero, y estas son siempre aceptadas en su totalidad.
- Se considera perfecta la predicción de precios del mercado intradiario.
- Se considera un precio fijo de los desvíos.
- Los precios del mercado intradiario no dependen de la cantidad de energía eólica ofertada.
- No se han considerado las ayudas a la energía eólica.
- Se utiliza un sistema de predicción de generación que produce datos cada hora.

#### 5.1.2 Datos

Para el caso que nos ocupa vamos a utilizar los datos pertenecientes a un parque eólico de 21 MW de potencia. Utilizaremos los datos históricos de generación y predicción de 14.829 horas, lo que supone los datos del parque eólico durante casi dos años.

Los datos de que disponemos del parque eólico son:

- Potencia generada por el parque eólico en cada una de las 14.829 horas.
- La potencia prevista que hubo para cada una de las 14.829 horas, desde 1 hora hasta 37 horas de antelación.

Estos datos están estructurados de la manera siguiente:

Hora	Producción Real	Previsión k=1	Previsión k=2	Previsión k=3	.....	Previsión k=36	Previsión k=37
1	0.008	0.316	0.29	1.229	.....	2.496	2.741
2	0.000	0.075	0.077	0.083	.....	2.331	2.772
.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....	.....
14828	9.89	9.838	9.467	10.579	.....	7.42	7.904
14829	9.98	10.614	10.3	7.85	.....	5.539	5.718

**Tabla 9. Datos históricos de producciones y previsiones de un parque eólico.**

Otros datos necesarios son los siguientes:

- Antelaciones de los mercados eléctricos. Debemos tener en cuenta que las antelaciones con que se deben enviar las ofertas al mercado diario y a los mercados intradiarios son distintas, incluso entre los mercados intradiarios.

Mercado	Antelación (h)
Mercado Diario	14-37
1º Sesión Mercado Intradiario	3-6
2º Sesión Mercado Intradiario	3-5
3º Sesión Mercado Intradiario	3-6
4º Sesión Mercado Intradiario	3-6
5º Sesión Mercado Intradiario	3-7
6º Sesión Mercado Intradiario	3-6

**Tabla 10. Antelaciones en los mercado eléctricos**

- Precio de la energía en los mercados intradiarios. Suponemos que nuestra predicción de los precios del mercado intradiario es perfecta, por ello vamos a utilizar los precios reales de la energía en dicho mercado. Vamos a utilizar los precios de cada una de las horas durante todo el año 2007.

Hora	1	2	3	.....	8.758	8.759	8.760
Precio (cent/Kwh.)	4,116	3,361	3,001	.....	3,69	2,00	2,00

**Tabla 11. Precios horarios de la energía en los mercados intradiarios durante el año 2007. Fuente OMEL**

- Precio de la energía en los mercados diarios. Aunque para la optimización de las ofertas, no vamos a utilizarlos, puesto que estamos optimizando las ofertas de cara a los mercados intradiarios, si que vamos a utilizar estos datos para el cálculo de los ingresos finales del generador. También vamos a utilizar por lo tanto los precios de cada una de las horas durante el año 2007.

Hora	1	2	3	.....	8.758	8.759	8.760
Precio (cent/Kwh.)	4,859	4,8	3,317	.....	7,15	5,6	7,5

**Tabla 12. Precios horarios de la energía en los mercados diarios durante el año 2007. Fuente OMEL**

- Coste de los desvíos. Suponemos que los desvíos tienen un precio fijo proporcional al precio marginal del mercado diario

Desvíos a subir.- El generador obtiene ingresos

$$\pi_{DS} = 0,8 \cdot \pi_{MD} \quad (11)$$

donde el significado de cada variable es:

$\pi_{DS}$  Es el precio de los desvíos a subir (€/MW)

$\pi_{MD}$  Es el precio marginal en el mercado diario (€/MW)

Desvíos a bajar.- El generador tiene un coste

$$\pi_{DB} = 1,1 \cdot \pi_{MD} \quad (12)$$

donde el significado de cada variable es:

$\pi_{DB}$  Es el precio de los desvíos a bajar (€/MW)

$\pi_{MD}$  Es el precio marginal en el mercado diario (€/MW)

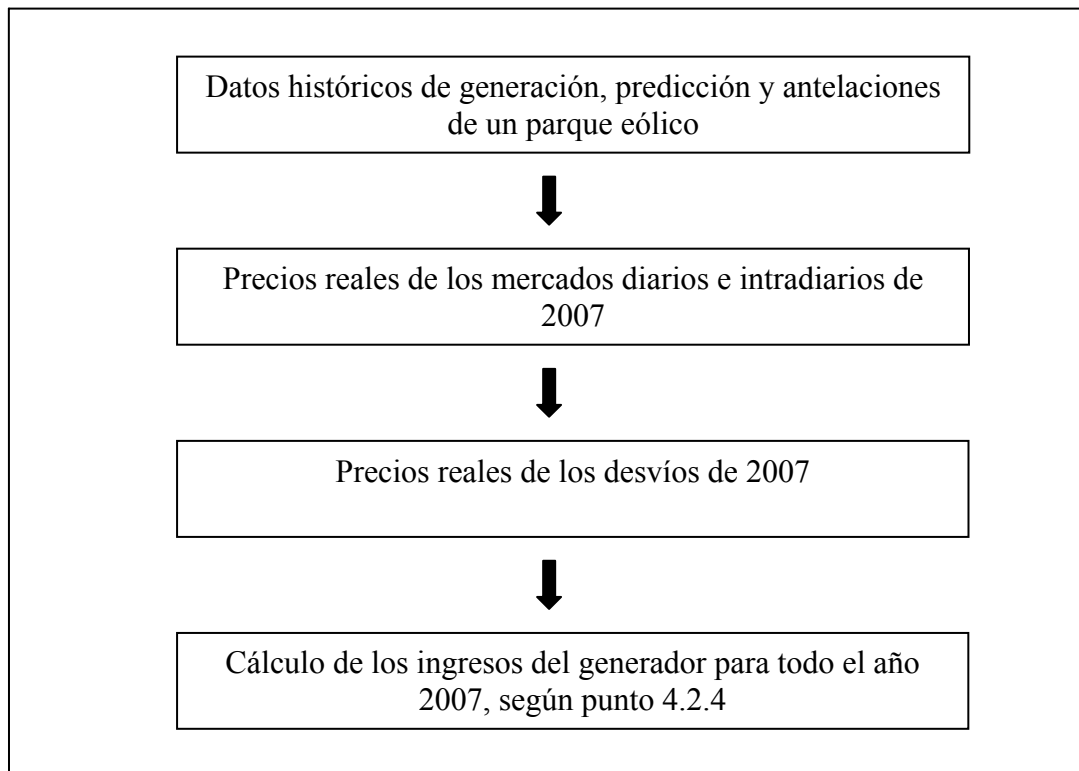
### 5.1.3 Método empleado y resultados

Para este primer caso, se van a desarrollar dos estrategias para optimizar la presentación de ofertas a los mercados intradiarios:

- Ofertar en los mercados intradiarios según las predicciones.
- Ofertar en los mercados intradiarios utilizando las funciones de densidad de probabilidad.

#### 5.1.3.1 Ofertas al mercado intradiario según las predicciones

Con esta estrategia, se oferta a los mercados intradiarios la potencia horaria según las predicciones y antelaciones correspondientes, es una estrategia sencilla, pues no requiere ningún tipo de tratamientos sobre los datos de las predicciones. En el cuadro siguiente se resume el proceso completo:



**Figura 24. Proceso completo de optimización de ofertas al mercado intradiario según las predicciones de generación.**

Aplicando esta estrategia durante todo el año 2007, los resultados obtenidos son los que se muestran a continuación:

Ingresos horarios:

<b>Hora</b>	1	2	3	.....	8.758	8.759	8.760
<b>Ingresos (€)</b>	21,79	37,44	6,79	.....	577,14	462,55	266,66

**Tabla 13. Ingresos horarios del generador durante todo el año 2007**

Ingresos Totales:

<b>Ingresos Totales 2007</b>	<b>1,5722 M€</b>
------------------------------	------------------

**Tabla 14. Ingresos totales del generador durante todo el año 2007**

En el anexo 2.1 se presenta el algoritmo utilizado en Matlab y Octave para la implementación de esta estrategia.

### 5.1.3.2 Ofertas al mercado intradiario utilizando las funciones de densidad de probabilidad.

Con esta estrategia, utilizamos las predicciones de generación, las funciones de densidad de probabilidad y el cálculo del coste esperado para ofertar a los mercados intradiarios, es una estrategia más compleja que la anterior.

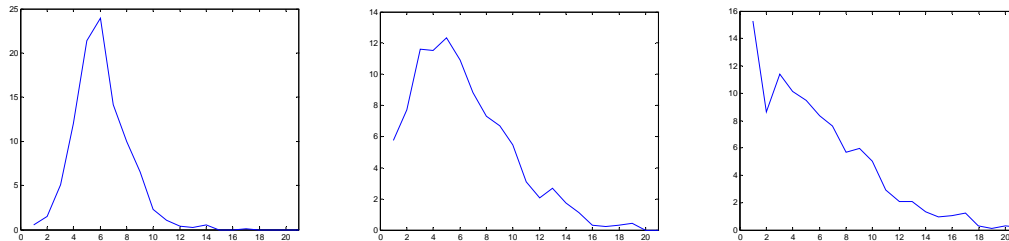
Partimos de los datos de generación y predicción de un parque eólico que vimos en el apartado 5.1.2, a partir de estos datos históricos, vamos a generar las funciones de densidad de probabilidad para cada pareja predicción-antelación.

Es decir, ordenando los datos, obtenemos las posibilidades de que se genere cualquier potencia posible  $p$  con una predicción  $p'$  y una antelación  $k$ . La potencia instalada del parque eólico en estudio es de 21 MW, por lo tanto el rango de potencias posibles será infinito, por ello lo dividimos en  $Q$  intervalos, cada intervalo comprenderá 1 MW desde 0 MW hasta 21 MW. Por lo tanto  $Q=21$  intervalos. Ver tabla 15.

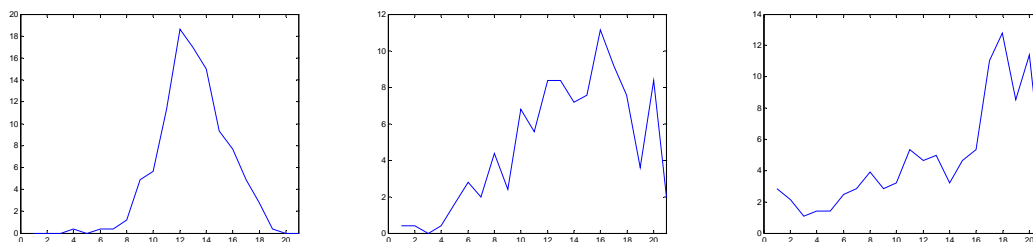
Q	Q=1	Q=2	Q=3	.....	Q=20	Q=21
P(MW)	$0 \leq P < 1$	$1 \leq P < 2$	$2 \leq P < 3$	.....	$19 \leq P < 20$	$20 \leq P < 21$

**Tabla 15. Intervalos de potencias posibles generadas.**

Una vez ordenados los datos según los intervalos definidos, se obtienen las funciones de densidad de probabilidad. Estas funciones van a tener la forma siguiente:



**Figura 25. FDP para  $p'=5$  MW y  $k=1, 12$  y 37 horas**



**Figura 26. FDP para  $p'=12$  MW y  $k=1, 12$  y 37 horas**



Se puede observar como para cada potencia prevista  $p'$  la forma de la FDP cambia dependiendo de la antelación de la predicción, cuanto mayor sea la antelación, más dispersa será la FDP, esto es debido a que las predicciones son tanto peores cuanto mayores son las antelaciones. De forma numérica, las FDP's se pueden expresar de la siguiente forma:

Potencia prevista $p'=5$ MW				Antelación de la predicción $k=12$ horas							
Valores posibles	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Probabilidad (%)	5,75	7,71	11,61	11,51	12,33	10,89	8,84	7,3	6,68	5,45	3,08
Valores posibles	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Probabilidad (%)	2,06	2,67	1,75	1,13	0,31	0,21	0,31	0,41	0	0	

**Tabla 16. Valores numéricos que definen una función de densidad de probabilidad, con  $p'=5$  MW y  $k=12$  horas.**

Podemos observar como para una potencia prevista de  $p'=5$  MW con una antelación de  $k=12$  horas tenemos un 12,33% de posibilidades de que la potencia finalmente generada sea de  $p=5$  MW.

Por el contrario:

Potencia prevista $p'=5$ MW				Antelación de la predicción $k=37$ horas							
Valores posibles	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Probabilidad	15,26	8,63	11,37	10,14	9,48	8,34	7,58	5,69	5,97	5,02	2,94
Valores posibles	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Probabilidad	2,09	2,09	1,33	0,95	1,04	1,23	0,28	0,09	0,28	0,19	

**Tabla 17. Valores numéricos que definen una función de densidad de probabilidad, con  $p'=5$  MW y  $k=37$  horas.**

Para una potencia prevista de  $p'=5$  MW con una antelación de  $k=37$  horas tenemos un 15,26 % de posibilidades de que la potencia finalmente generada sea de  $p=1$  MW y solamente de 9,48 % de que sea  $p=5$  MW. Esto se debe a que, como hemos dicho, la fiabilidad de las predicciones disminuye cuando aumenta la antelación de las mismas.

Pero la potencia óptima a ofertar a los mercados intradiarios, no va a ser necesariamente la potencia  $p$  que más probabilidades tenga de producirse dada una potencia prevista  $p'$  con una antelación  $k$ .

Vamos a tener en cuenta el factor del coste esperado asociado a cada elección posible, es decir, dada una potencia prevista  $p'$  con una antelación  $k$ , puedo ofertar 21 rangos potencias posibles. Para el caso de que oferte uno de estos rangos de potencia posible debo calcular los ingresos que obtendría si la generación final fuese cada una de los 21 rangos posibles a generar multiplicado por la probabilidad asociada, la potencia que obtenga un mayor valor en esta operación será la opción de menor coste esperado y por lo tanto la potencia óptima a ofertar.

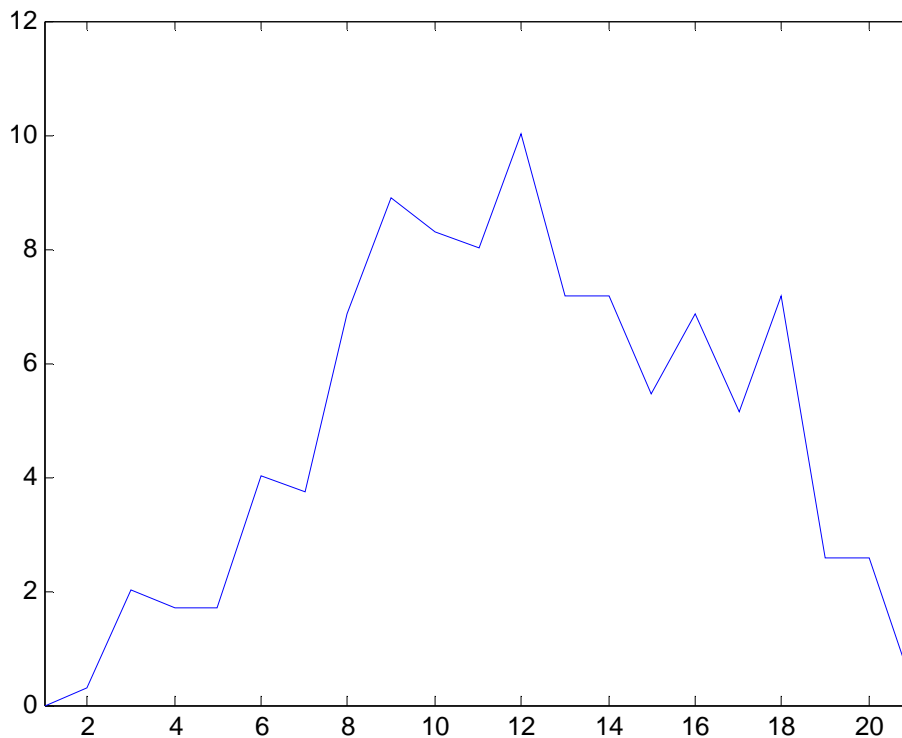
Por ejemplo:

Para la hora 8.760, tenemos los siguientes datos:

Hora (h)	8760
$p'$ (MW)	11,823
$k$ (h)	6
$P_{MD}$ (MW)	8,16
$\pi_{MD}$ (cent/kwh)	7,5
$\pi_{MID}$ (cent/kwh)	2

**Tabla 18. Datos de la hora 8.760 del año 2007.**

Es decir, que tenemos una previsión de 11, 823 MW con una antelación de 6 horas, además en el mercado diario hemos ofertado 8,16 MW, con la siguiente función de densidad de probabilidad:



**Figura 27. FDP para  $p'=12$  MW y  $k=6$  horas**

Potencia prevista $p'=12$ MW				Antelación de la predicción $k=6$ horas							
Valores posibles	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Probabilidad	0	0,29	2	1,72	1,72	4,01	3,72	6,88	8,88	8,31	8,02
Valores posibles	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Probabilidad	10,03	7,16	7,16	5,44	6,88	5,16	7,16	2,58	2,58	0,29	

**Tabla 19. Datos de la FDP para  $p'=12$  MW y  $k=6$  horas**

Podemos observar que la mayor probabilidad (10,03 %) es la de generar 12 MW, es decir, según las previsiones.

Lo lógico sería entonces ofertar 3,84 MW en el mercado intradiario, añadidos a los 8,16 MW vendidos en el mercado diario, obtendríamos los 12 MW previstos según la función de densidad de probabilidad.

Pero en este caso, el algoritmo desarrollado (anexo 2.2) nos indica que la opción óptima es ofertar “0” MW en el mercado intradiario y vender los 3,84 MW en el mercado de desvíos, esto se debe a que el precio del mercado diario (7,5 cent/kWh) es mucho mayor al precio del mercado intradiario (2 cent/kWh) de ahí que sea más económico sobre generar y vender el excedente en el mercado de desvíos ( $0,8 \cdot 7,5 = 6$  cent/kWh).

Para decidir la cantidad de energía que se oferta al mercado intradiario se toman en cuenta tanto los posibles ingresos de cada opción como las posibilidades de que se de dicha opción, de esta forma se tiene en cuenta el coste esperado, esto genera un valor, la opción con el valor más alto es la opción óptima. En este caso los resultados han sido los siguientes:

Potencia prevista $p'=12$ MW				Antelación de la predicción $k=6$ horas							
Valores posibles	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Factor Decisión	806,7	802,6	798,4	794,3	790,2	786,1	782	777,9	773,8	734,1	685,7
Valores posibles	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Factor Decisión	635,4	582,9	528,8	473,1	416,1	357,6	297,9	236,7	174,8	112,4	

**Tabla 20. Valores del coste esperado asociado a la elección de cada rango posible.**

Podemos observar como ofertar 0 MW al mercado intradiario es la opción óptima.

Este es un caso particular, por la diferencia de precio de la energía entre el mercado diario y el intradiario, supongamos ahora que el precio en el mercado intradiario es igual al precio en el mercado diario (7,5 cent/kWh). Los valores obtenidos son los siguientes:

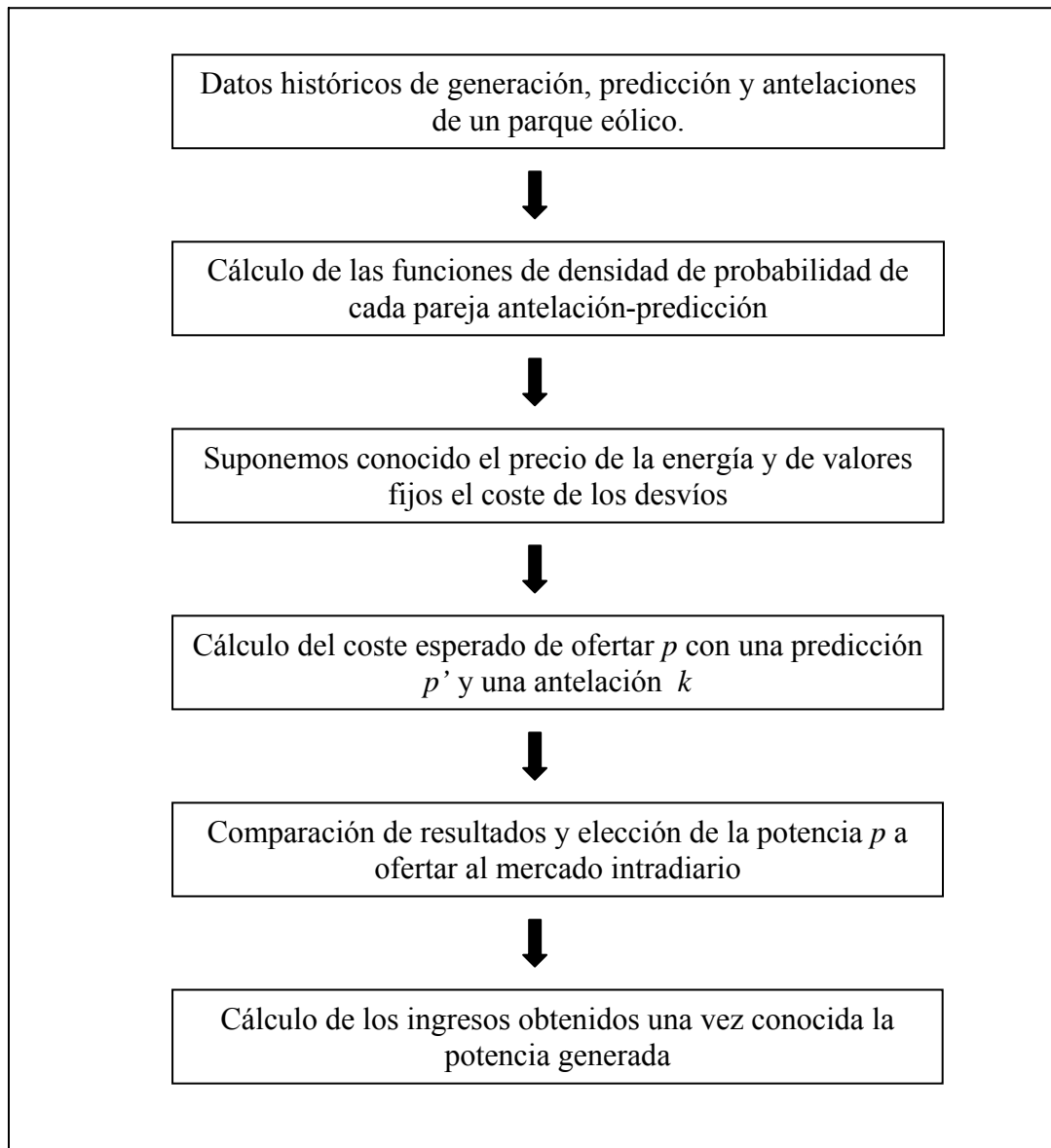
Potencia prevista $p'=12$ MW				Antelación de la predicción $k=6$ horas							
Valores posibles	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Factor Decisión	357,7	408,6	459,5	510,4	561,3	612,1	663	713,9	764,8	780,2	786,7
Valores posibles	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Factor Decisión	791,5	794	794,8	794,1	792,1	788,6	784	777,7	770,9	763,4	

**Tabla 21. Valores del coste esperado asociado a la elección de cada rango posible, suponiendo igualdad de precios en los mercados diario e intradiario.**

En este caso la opción óptima sería ofertar 14 MW, como ya hemos vendido 8,16 MW en el mercado diario, debemos ofertar 5,86 MW en el mercado intradiario. La causa de haberse obtenido este resultado y no los 3,86 MW que nos indicaba la función de densidad de probabilidad es la valoración que se ha realizado del coste esperado de cada una de las opciones.

Una vez optimizadas todas las ofertas horarias correspondientes al año 2007, se calculan los ingresos obtenidos mediante esta estrategia.

En el cuadro siguiente se resume el proceso completo:



**Figura 28. Proceso completo de optimización de ofertas al mercado intradiario utilizando funciones de densidad de probabilidad.**

Aplicando esta estrategia durante todo el año 2007, los resultados obtenidos son los que se muestran a continuación:

Ingresos horarios:

<b>Hora</b>	1	2	3	.....	8.758	8.759	8.760
<b>Ingresos (€)</b>	30,96	57,22	12,25	.....	747,7	585,34	1.040,5

**Tabla 22. Ingresos horarios del generador durante todo el año 2007**

Ingresos Totales:

<b>Ingresos Totales 2007</b>	<b>1,7217 M€</b>
------------------------------	------------------

**Tabla 23. Ingresos totales del generador durante todo el año 2007**

En el anexo 2.2 se presenta el algoritmo utilizado en Matlab y Octave para la implementación de esta estrategia.

#### 5.1.4 Comentarios

Los resultados obtenidos con las dos estrategias utilizadas en este caso se resumen en la tabla siguiente:

<b>Incertidumbre de las predicciones de generación</b>	
<b>Estrategia</b>	<b>Ingresos 2007 (M€)</b>
Oferta al Mercado Intradiario según predicciones	1,5722
Oferta al Mercado Intradiario utilizando FDP's	1,7217

**Tabla 24. Resumen de resultado de estrategias para el caso de incertidumbre de las predicciones de generación.**

Podemos observar como utilizando la estrategia de ofertar al mercado intradiario utilizando las funciones de densidad de probabilidad los ingresos obtenidos por el generador serán aproximadamente un 10% mayores que ofertando según las predicciones de generación.

## 5.2 Incertidumbre de los precios en los mercados intradiarios.

En este caso la predicción de los precios de la energía del mercado intradiario no se considera perfecta.

### 5.2.1 Hipótesis de partida.

Las hipótesis supuestas en el estudio han sido las siguientes:

- Los generadores eólicos presentan sus ofertas al mercado eléctrico a precio cero, y estas son siempre aceptadas en su totalidad.
- Se considera un precio fijo de los desvíos.
- Los precios del mercado intradiario no dependen de la cantidad de energía eólica ofertada.
- No se han considerado las ayudas a la energía eólica.
- Se utiliza un sistema de predicción de generación que produce datos cada hora.

### 5.2.2 Datos

Vamos a utilizar los datos de generación, precios de los mercados y de los desvíos del apartado 5.1.2, con la salvedad de que en este caso consideramos que no disponemos de una predicción perfecta de los precios en el mercado intradiario.

### 5.2.3 Método empleado y resultados

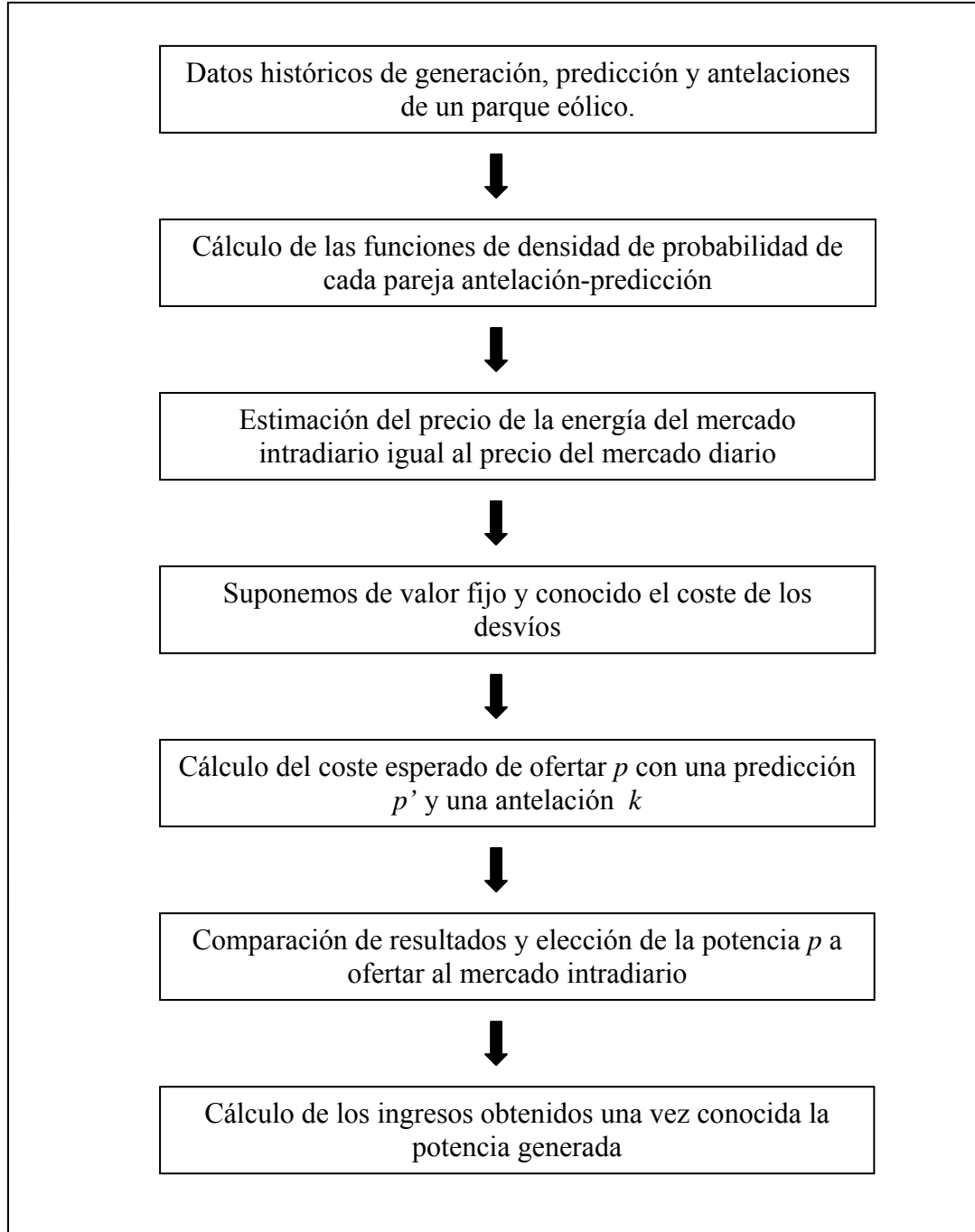
Para este segundo caso, se van a desarrollar dos estrategias para optimizar la presentación de ofertas a los mercados intradiarios:

- Ofertar al mercado intradiario estimando que el precio de la energía en el mercado intradiario será el mismo que el precio en el mercado diario correspondiente.
- Ofertar al mercado intradiario estimando el precio de la energía en el mercado intradiario a través de una distribución normal aleatoria.

#### 5.2.3.1 Ofertas al mercado intradiario estimando que el precio de la energía en este mercado será igual al precio en el mercado diario correspondiente.

Con esta estrategia, para optimizar las ofertas del generador eólico al mercado intradiario, se estima que el precio de la energía en este mercado será igual al precio que tuvo la energía en el mercado diario correspondiente y que ya se conoce. Se parte del supuesto de que los precios en los mercados intradiarios, por norma general no suelen variar demasiado de los precios del mercado diario.

En el cuadro siguiente se resume el proceso completo:



**Figura 29. Proceso completo de optimización de ofertas al mercado intradiario estimando el precio del MID igual al precio del MD.**



Aplicando esta estrategia durante todo el año 2007, los resultados obtenidos son los que se muestran a continuación:

Ingresos horarios:

<b>Hora</b>	1	2	3	.....	8.758	8.759	8.760
<b>Ingresos (€)</b>	30,96	57,22	12,25	.....	601,01	416,24	228

**Tabla 25. Ingresos totales del generador durante todo el año 2007**

Ingresos Totales:

<b>Ingresos Totales 2007</b>	<b>1,5866 M€</b>
------------------------------	------------------

**Tabla 26. Ingresos totales del generador durante todo el año 2007**

El algoritmo utilizado en Matlab y Octave para la implementación de esta estrategia es igual al presentado en el anexo 2.2 pero sustituyendo los precios en el MID por los precios en el MD.

### 5.2.3.2 Ofertar al mercado intradiario estimando el precio de la energía en el mercado intradiario a través de una distribución normal aleatoria.

En esta estrategia utilizamos una distribución normal aleatoria para estimar los precios de la energía en el mercado intradiario. Como vimos en el apartado 4.2.2 una distribución de este tipo está definida por dos parámetros:

- La media ( $\mu$ ): Es la suma de los datos divididos entre el número de datos.
- La desviación estándar ( $\sigma$ ): Es la variación de los datos con respecto a la media ( $\mu$ ).

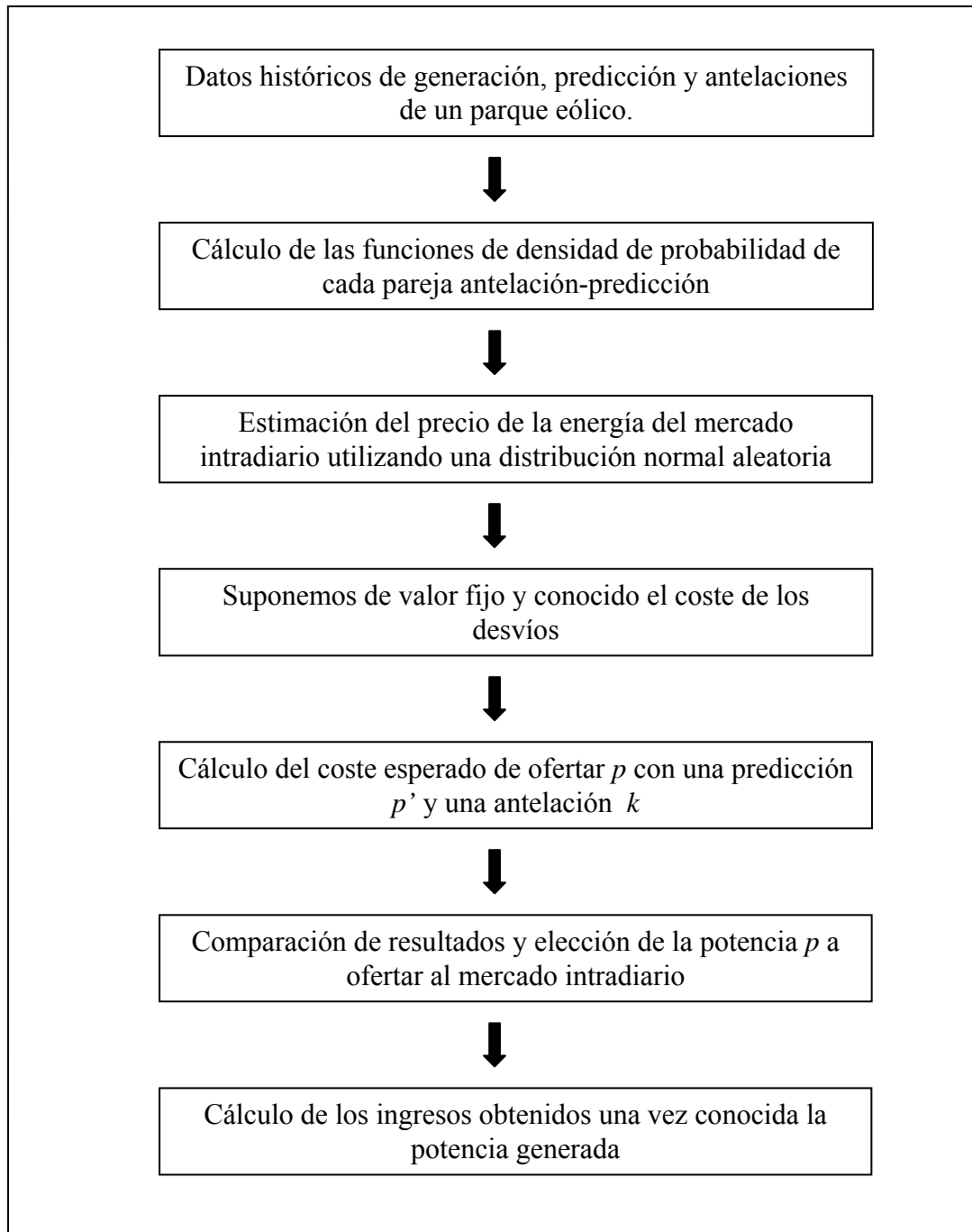
Para el caso que nos ocupa, vamos a utilizar una distribución normal aleatoria distinta para la estimación de cada precio horario. Los parámetros de dichas distribuciones se van a definir de la manera siguiente:

- La media ( $\mu$ ): Va a ser el dato del precio real del mercado intradiario para cada una de las horas del año 2007.
- La desviación estándar ( $\sigma$ ): Va a ser un porcentaje del valor de la media, veremos los distintos resultados que se producen con la variación de este dato.

<b>Hora</b>	1	2	3	.....	8758	8759	8760
<b>Media (<math>\mu</math>)</b>	4,116	3,361	3,001	.....	3,69	2,00	2,00
<b>Desviación Estándar 5%(<math>\sigma</math>)</b>	0,206	0,168	0,150	.....	0,185	0,100	0,100

**Tabla 27. Datos utilizados para una desviación estándar del 5% con respecto al valor de la media**

En el cuadro siguiente se resume el proceso completo:



**Figura 30. Proceso completo de optimización de ofertas al mercado intradiario estimando el precio del MID a través de una distribución normal aleatoria.**

Aplicando esta estrategia durante todo el año 2007, los resultados obtenidos son los que se muestran a continuación:

Ingresos totales 2007 para distintos valores de la desviación estándar:

Desviación Estándar (%)	Ingresos 2007 (M€)
1	1,7207
2	1,7173
3	1,7133
4	1,7128
5	1,7089
10	1,6637
15	1,6317
20	1,5812
25	1,5469
30	1,5131
35	1,4618
40	1,4338
50	1,3860
60	1,3226
70	1,2960
80	1,2489
90	1,2368
100	1,2011

**Tabla 28. Ingresos totales del generador durante todo el año 2007 para distintos valores de desviación estándar.**

Se puede observar como según aumentamos el valor de la desviación estándar los ingresos van disminuyendo. Esto es lógico, pues la desviación estándar es la variación de los datos con respecto a la media y la media es el valor real del precio de la energía en el mercado intradiario, por lo tanto, al aumentar este valor aumenta la probabilidad de que el error en la predicción de los precios sea mayor. Al tratarse de una distribución normal aleatoria, para cada simulación realizada obtendremos un resultado distinto, los resultados anteriores corresponden a una de esas simulaciones.

El mejor resultado obtenido corresponde por lo tanto a una desviación estándar del 1% y los resultados han sido los siguientes:

Ingresos horarios:

Hora	1	2	3	.....	8.758	8.759	8.760
Ingresos (€)	30,96	57,22	12,25	.....	747,70	585,34	1040,5

**Tabla 29. Ingresos horarios del generador durante todo el año 2007**

Ingresos Totales:

<b>Ingresos Totales 2007</b>	<b>1,7207 M€</b>
------------------------------	------------------

**Tabla 30. Ingresos totales del generador durante todo el año 2007**

En el anexo 2.4 se puede observar el algoritmo utilizado en Matlab y Octave para la implementación de esta estrategia.

### 5.2.4 Comentarios

Los resultados obtenidos con las dos estrategias utilizadas en este caso se resumen en la tabla siguiente:

<b>Incertidumbre de los precios del mercado intradiario</b>	
<b>Estrategia</b>	<b>Ingresos 2007 (M€)</b>
Oferta al Mercado Intradiario precios del MD	1,5866
Oferta al Mercado Intradiario utilizando DNA	1,7207

**Tabla 31. Resumen de resultado de estrategias para el caso de incertidumbre de los precios del mercado intradiario.**

Podemos observar como utilizando la estrategia de ofertar al mercado intradiario utilizando las distribuciones normales aleatorias los ingresos obtenidos por el generador serán aproximadamente un 8.5% mayores que ofertando según las precios del mercado diario. Pero debemos tener en cuenta que los datos utilizados como valor de la media son los valores reales de los precios del mercado intradiario, que no podemos saber a priori.

### 5.3 Incertidumbre de los precios de los desvíos.

En este caso la predicción de los precios de los desvíos no se considera perfecta.

#### 5.3.1 Hipótesis de partida

Las hipótesis supuestas en el estudio han sido las siguientes:

- Los generadores eólicos presentan sus ofertas al mercado eléctrico a precio cero, y estas son siempre aceptadas en su totalidad.
- Los precios del mercado intradiario no dependen de la cantidad de energía eólica ofertada.
- No se han considerado las ayudas a la energía eólica.
- Se utiliza un sistema de predicción de generación que produce datos cada hora.

### 5.3.2 Datos

Vamos a utilizar los datos de generación y precios de los mercados del apartado 5.1.2. Pero en este caso consideramos que no tenemos una predicción perfecta del precio de los desvíos.

Coste de los desvíos. El coste de los desvíos varía cada hora según el comportamiento del mercado eléctrico en general y es proporcional al precio casado en el mercado diario para cada hora. Para este caso se utilizan los datos de los desvíos a subir y desvíos a bajar de los años 2006 y 2007.

Sentido	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Subir	0,74	0,71	0,8	0,88	0,83	0,89	0,85	0,84	0,75	0,79	0,79	0,76
Bajar	1,03	1,04	1,13	1,09	1,08	1,09	1,06	1,1	1,04	1,08	1,06	1,11

**Tabla 32. Coste medio de los desvíos año 2007. Fuente OMEL**

Desvíos a subir.- El generador obtiene ingresos

$$\pi_{DS} = DS \cdot \pi_{MD} \quad (13)$$

donde el significado de cada variable es:

DS Es la proporción del coste del desvío a subir respecto al precio del mercado diario

$\pi_{DS}$  Es el precio de los desvíos a subir (€/MW)

$\pi_{MD}$  Es el precio marginal en el mercado diario (€/MW)

Desvíos a bajar.- El generador tiene un coste

$$\pi_{DB} = DB \cdot \pi_{MD} \quad (14)$$

donde el precio de cada variable es:

DB Es la proporción del coste del desvío a bajar respecto al precio del mercado diario

$\pi_{DB}$  Es el precio de los desvíos a bajar (€/MW)

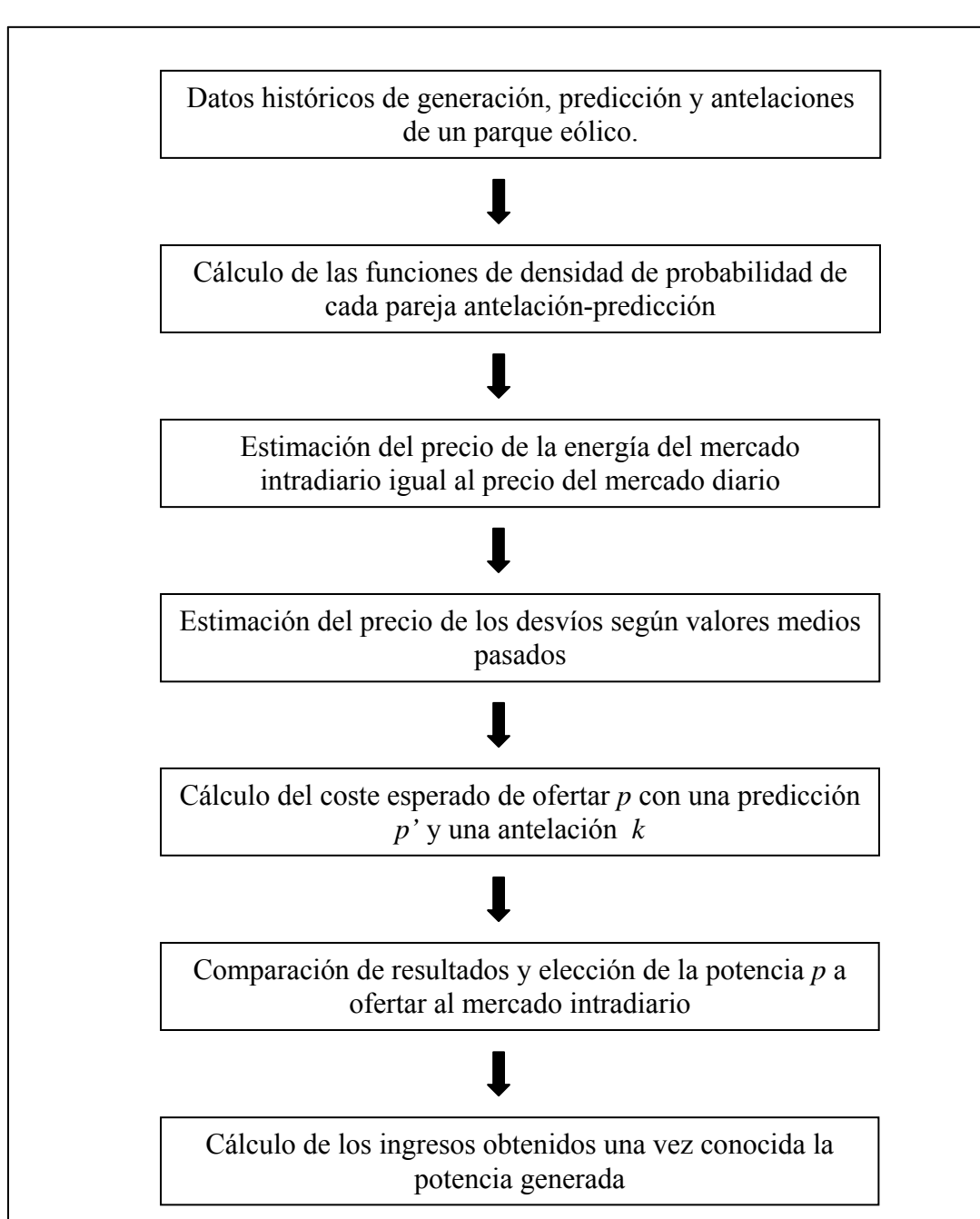
$\pi_{MD}$  Es el precio marginal en el mercado diario (€/MW)

### 5.3.3 Método empleado y resultados

Para este tercer caso, se va a desarrollar una misma estrategia para optimizar la presentación de ofertas a los mercados intradiarios pero con algunas variantes:

- Ofertar al mercado intradiario estimando que el precio de los desvíos será igual al precio medio del: bimestre, trimestre, cuatrimestre, semestre y año anterior.

En el cuadro siguiente se resume el proceso completo:



**Figura 31. Proceso completo de optimización de ofertas al mercado intradiario estimando el precio del desvío como el precio medio de los últimos meses.**



Aplicando esta estrategia durante todo el año 2007, los resultados obtenidos son los que se muestran a continuación:

Ingresos totales 2007 para distintos valores medios:

	DS	DB	Ingresos(M€)
<b>Media 2006</b>	0,90	1,24	<b>1,5546</b>
<b>2º Semestre 2006</b>	0,91	1,23	<b>1,5947</b>
<b>1º Semestre 2007</b>	0,81	1,08	
<b>3º Cuatrimestre 2006</b>	0,88	1,21	<b>1,5962</b>
<b>1º Cuatrimestre 2007</b>	0,78	1,07	
<b>2º Cuatrimestre 2007</b>	0,85	1,08	
<b>4º trimestre 2006</b>	0,84	1,16	<b>1,5949</b>
<b>1º trimestre 2007</b>	0,75	1,07	
<b>2º trimestre 2007</b>	0,87	1,09	
<b>3º trimestre 2007</b>	0,81	1,07	
<b>6º Bimestre 2006</b>	0,83	1,16	<b>1,5904</b>
<b>1º Bimestre 2007</b>	0,73	1,04	
<b>2º Bimestre 2007</b>	0,84	1,11	
<b>3º Bimestre 2007</b>	0,86	1,09	
<b>4º Bimestre 2007</b>	0,85	1,08	
<b>5º Bimestre 2007</b>	0,77	1,06	

**Tabla 33. Ingresos totales del generador durante todo el año 2007 para distintos valores medios del precio de los desvíos.**

Los mayores ingresos se obtienen estimando el precio de los desvíos según la media del último cuatrimestre y los resultados han sido los siguientes:

Ingresos horarios:

<b>Hora</b>	1	2	3	.....	8.758	8.759	8.760
<b>Ingresos (€)</b>	30,93	57,18	12,22	.....	527,53	388,69	254,27

**Tabla 34. Ingresos horarios del generador durante todo el año 2007.**

Ingresos Totales:

<b>Ingresos Totales 2007</b>	<b>1,5962 M€</b>
------------------------------	------------------

**Tabla 35. Ingresos totales del generador durante todo el año 2007.**

En el anexo 2.4 se puede observar el algoritmo utilizado en Matlab y Octave para la implementación de esta estrategia.

### 5.3.4 Comentarios

Los resultados obtenidos con las estrategias utilizadas en este caso se resumen en la tabla siguiente:

Incertidumbre de los precios de los desvíos	
Estrategia	Ingresos 2007 (M€)
Oferta al Mercado Intradiario según valor medio del año anterior	1,5546
Oferta al Mercado Intradiario según valor medio del semestre anterior	1,5947
Oferta al Mercado Intradiario según valor medio del cuatrimestre anterior	1,5962
Oferta al Mercado Intradiario según valor medio del trimestre anterior	1,5949
Oferta al Mercado Intradiario según valor medio del bimestre anterior	1,5904

**Tabla 36. Resumen de resultado de estrategias para el caso de incertidumbre de los precios de los desvíos.**

El mejor resultado se obtiene cuando estimamos el precio de los desvíos según el valor medio del último cuatrimestre, aunque obtenemos valores muy parecidos con el último trimestre, semestre y bimestre. Si utilizamos el valor medio del año anterior los ingresos descienden considerablemente.

### 5.4 Comparación de resultados.

Comenzamos este capítulo, estudiando el proceso de optimización de ofertas al mercado intradiario utilizando las predicciones de generación y sin tener en cuenta el futuro precio de la energía ni de los desvíos, es decir, ofertando al mercado la energía predicha. Esta es la forma más sencilla de ofertar y con ella se han obtenido unos ingresos para el parque eólico estudiado y el año 2007 de 1,5722 M€

Una vez estudiadas las incertidumbres que tienen los generadores eólicos a la hora de optimizar sus ofertas de energía a los mercados intradiarios, se alcanzan las siguientes conclusiones:

En cuanto a la incertidumbre de las predicciones de generación, la mejor estrategia consiste en la utilización de las funciones de densidad de probabilidad construidas con una base de datos históricos de predicciones y generaciones del propio parque eólico.

Para la incertidumbre en los precios del mercado intradiario, estimaremos en este caso que el precio de la energía en los mercados intradiarios es igual al precio de la energía en el mercado diario correspondiente y que ya conocemos.

Y por último, en cuanto a la incertidumbre en el precio de los desvíos, estimaremos el precio de los mismos como igual al precio medio del trimestre ó cuatrimestre anterior, pues se obtiene resultados muy similares.

Utilizando estas estimaciones, se repite el ejercicio inicial y se obtiene unos ingresos para el parque eólico en estudio y el año 2007 de 1,5962 M€.





Es decir, los ingresos para el parque eólico aumentan en 24.000 €/año

Incertidumbre en las predicciones, el precio de la energía y el coste de los desvíos	
Estrategia	Ingresos 2007 (M€)
Ofertar al MID según las predicciones	1,5722
Ofertar al MID según FDP y según el precio en el mercado diario	1,5866
Ofertar al MID según el precio medio de los desvíos del último cuatrimestre	1,5962

**Tabla 37. Resumen de resultados utilizando las distintas estrategias**

## 6. Conclusiones

La energía eólica es actualmente una fuente de energía renovable con una presencia importante en los sistemas eléctricos de los países desarrollados y que será mucho mayor en los próximos años, principalmente por el crecimiento esperado en Europa, Estados Unidos y China.

El desarrollo de esta energía está propiciado por diversos factores medio ambientales, políticos y económicos. Es una energía limpia, disminuye la dependencia del petróleo, aprovecha terrenos no aptos para otros fines y está experimentando un abaratamiento de los costes de instalación y mantenimiento.

Como inconvenientes, cabe destacar, la variabilidad de la producción, la dificultad de la previsión de la producción y el impacto paisajístico.

Para minimizar los costes de los desvíos de los generadores eólicos en los mercados eléctricos, se han desarrollado multitud de herramientas de predicción de la generación, con el objeto de predecir con la mayor exactitud posible la generación futura del parque eólico.

En este proyecto, se han estudiado distintas estrategias de ofertar al mercado eléctrico para intentar mejorar los resultados obtenidos con las herramientas de predicción. De esta forma, además de los pronósticos de estas herramientas, se han tenido en cuenta datos históricos de predicción y generación, estimaciones de los precios futuros de la energía y del coste de los desvíos.

En los algoritmos utilizados también se han tenido en cuenta las reglas del mercado eléctrico, de tal forma que no siempre es más interesante vender en el mercado intradiario la energía prevista, si no que puede ser más rentable sobre generar y vender en el mercado de desvíos, ello dependerá de las previsiones de precios.

Las estrategias propuestas en este proyecto son las siguientes:

- Optimización de la previsión de generación utilizando las funciones de densidad de probabilidad.
- Estimación de los precios en los mercados intradiarios con los precios del mercado diario correspondiente.
- Estimación del precio de los desvíos con el valor medio del cuatrimestre anterior.

Con estas estrategias el beneficio del parque eólico mejora respecto a ofertar al mercado eléctrico según las predicciones. Se hace necesario seguir investigando en este sentido, pues las posibilidades de mejora son aún importantes.



## 7. Bibliografía

- [1] España. Resolución de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica de 24 de Mayo de 2006. *Boletín Oficial del Estado*, 30 de mayo de 2006, núm.128, p.20155.
- [2] Operador del Mercado Eléctrico Español. *Descripción del mercado eléctrico* [en línea]. <http://www.omel.es/frames/es/index.jsp?contenido=/pages/es/mercado/descripcion/mdescripmerca.htm> [consulta: 15 de enero de 2009]
- [3] Red Eléctrica de España. *Operación del sistema eléctrico español* [en línea]. [http://www.ree.es/operacion/operacion\\_sistema.asp](http://www.ree.es/operacion/operacion_sistema.asp) [consulta: 21 de enero de 2009]
- [4] Energía y Sociedad. *Formación de precios en el mercado diario de electricidad* [en línea]. [http://www.energiaysociedad.es/detalle\\_material\\_didactico.asp?id=44&secc=2](http://www.energiaysociedad.es/detalle_material_didactico.asp?id=44&secc=2) [consulta: 24 de enero de 2009].
- [5] España. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. *Boletín Oficial del Estado*, 26 de mayo de 2007, núm.126, p.22846.
- [6] J. Usaola. *Participation of Wind Power in Electricity Markets* [en línea]. <http://hdl.handle.net/10016/2857>
- [7] Red Eléctrica de España. *El Sistema Eléctrico Español. Avance del informe 2008* [en línea]. [http://www.ree.es/sistema\\_electrico/informeSEE-avance2008.asp](http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE-avance2008.asp) [consulta: 15 de marzo de 2009].
- [8] Operador del Mercado Eléctrico. *Evolución del mercado de producción de energía eléctrica. Informe Diciembre 2008* [en línea]. [http://www.omel.es/es/pdfs/INFORME\\_MENSUAL\\_DIC\\_2008.pdf](http://www.omel.es/es/pdfs/INFORME_MENSUAL_DIC_2008.pdf) [consulta: 22 de marzo de 2009].
- [9] Global Wind Energy Council. *Global Wind 2008 Report* [en línea]. <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Global%20Wind%202008%20Report.pdf> [consulta: 2 de abril de 2009].
- [10] ANEMOS. *Estudio sobre predicción eólica en la unión europea (2007)* [en línea]. <http://anemos.cma.fr/modules.php?name=News&file=article&sid=34> [consulta: 4 de abril de 2009].
- [11] España. Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009. *Boletín Oficial del Estado*, 31 de diciembre de 2008, núm.315, p.52672.

## **ANEXO 1. EVALUACION DEL SOFTWARE OCTAVE**

Octave es un software libre para realizar cálculos numéricos. El proyecto fue creado en el año 1988 inicialmente para ser utilizado en el diseño de reactores químicos, pero en el año 1992 se decide extenderlo y comienza su desarrollo a cargo de John W. Eaton

Matlab es considerado su equivalente comercial. Ambos ofrecen un intérprete, permitiendo ejecutar órdenes en modo interactivo. El lenguaje de ambos es compatible, siendo necesarias pequeñas modificaciones.

Octave tiene una gran cantidad de herramientas para resolver problemas de álgebra numérica comunes, encontrar las soluciones de ecuaciones no lineales, realizar integrales de funciones ordinarias, manipular polinomios, e integrar ecuaciones diferenciales ordinarias y ecuaciones diferenciales algebraicas. Es fácil de extender y modificar a través de funciones definidas por el usuario escritas en el propio lenguaje de Octave, o utilizando módulos cargados dinámicamente escritos en otros lenguajes como C, C++, Fortran, etc.

En este proyecto se han utilizado para la resolución de los algoritmos presentados en el punto 5, los software Octave y Matlab. Las características del software y hardware utilizados han sido las siguientes:

- Software Octave versión 3.0.1. Es el software de cálculo.
- Software QtOctave versión 0.7.2. Es un software adicional que nos presenta Octave de forma más visual, interactiva y fácil de manejar.
- Software Matlab versión 7.0
- Sistema Operativo: Microsoft Windows XP
- Hardware: Procesador de 1,73 Ghz y 504 MB de RAM

En la evaluación de dichos programas cabe destacar los siguientes puntos:

- El manejo de ambos es similar, con algunas diferencias no significativas en la utilización interactiva y en el lenguaje de programación.
- Los resultados numéricos obtenidos son iguales, no se aprecia ninguna variación.
- Los tiempos de respuesta para la resolución de los algoritmos son idénticos para algoritmos sencillos, el resultado es instantáneo en ambos programas, pero se encuentran grandes diferencias en algoritmos complejos con muchas operaciones de cálculo. En la tabla siguiente se muestran los tiempos de respuesta para los algoritmos utilizados con ambos programas.

<b>Tiempos de respuesta</b>		
<b>Algoritmo</b>	<b>Matlab</b>	<b>Octave</b>
Anexo 2.1	0,8 seg.	5,8 seg.
Anexo 2.2	5,6 seg.	24 min.
Anexo 2.3	6,3 seg.	25 min.
Anexo 2.4	7,7 seg.	28 min.

**Tabla 38. Tiempos de respuesta programas Matlab y Octave**



Por lo tanto podemos concluir que el software Octave presenta unas buenas características para el manejo de algoritmos no demasiado complejos, tanto en funcionalidad como en facilidad de manejo y programación, similares a Matlab. Pero para algoritmos demasiado complejos, con grandes cantidades de cálculos los tiempos de respuestas son muy grandes en comparación con Matlab.



## **ANEXO 2. ALGORITMOS DE IMPLEMENTACION DE ESTRATEGIAS**

En este anexo se presentan los algoritmos utilizados en Matlab y Octave para la implementación de las distintas estrategias de presentación de ofertas al mercado eléctrico por parte de los generadores eólicos utilizadas en el apartado 5.

### **Anexo 2.1 Ofertas al mercado intradiario según las predicciones de generación.**

```
clear all
close all
load Ma %Matriz de datos históricos de predicción y generación de un parque eólico
load PMD %Vector de precios horarios del mercado diario en 2007
load PMI %Vector de precios horarios del mercado intradiario en 2007
load PVR %Vector de precios horarios de venta de los desvíos en 2007
load PCR %Vector de precios horarios de compra de los desvíos en 2007
AD=[14:1:37];%Vector de antelaciones para el mercado diario
AID=[3,4,5,6,3,4,5,3,4,5,6,3,4,5,6,3,4,5,6,7,3,4,5,6]; %Vector de antelaciones para el mercado intradiario
for i=0:364;
    for j=1:24;
        PVD=PVR(i*24+j); %Precio Real de Venta del desvío.
        PCD=PCR(i*24+j); %Precio Real de Compra del desvío.
        ED=a(i*24+j,AD(j)+1); %Energía predicha para ofertar al MD
        EID=a(i*24+j,AID(j)+1); %Energía predicha para ofertar al MID
        PD=PMD(i*24+j); %Precio casado en el MD
        PID=PMI(i*24+j); %Precio casado en el MI
        EG=a(i*24+j,1); %Energía generada
        if ED<EID
            ID=ED*PD*10; %Ingresos en el MD
            IID=(EID-ED)*PID*10; %Ingresos en el MID
            if EG<EID
                CD=PCD*PD*(EG-EID)*10; %Coste del desvío
```



```
else
    CD=PVD*PD*(EG-EID)*10; %Ingresos del desvío
end
else
    ID=ED*PD*10; %Ingresos en el MD
    IID=(EID-ED)*PID*10; %Ingresos en el MID. Negativos, puesto que compro energía.
    if EG<ED
        CD=PCD*PD*(EG-EID)*10; %Coste del desvío
    else
        CD=PVD*PD*(EG-ED)*10; %Ingreso del desvío
    end
end
IF(i*24+j)=ID+IID+CD; %Ingresos horarios del generador
end
dia=i+1 %Contador
end
```



## Anexo 2.2 Ofertas al mercado intradiario utilizando las fdp's

```
clear all
close all
load Ma %Matriz de datos históricos de predicción y generación de un parque eólico
load Mc %Matriz tridimensional de FDP's
load PMD %Vector de precios horarios del mercado diario en 2007
load PMI %Vector de precios horarios del mercado intradiario en 2007
AD=[14:1:37]; %Vector de antelaciones para el mercado diario
AID=[3,4,5,6,3,4,5,3,4,5,6,3,4,5,6,3,4,5,6,7,3,4,5,6]; %Vector de antelaciones para el mercado intradiario
PVD=0.8; %precio de venta del desvío
PCD=1.1; %precio de compra del desvío
for i=0:364;
    for j=1:24;
        ED=a(i*24+j,AD(j)+1); %Energía predicha para ofertar al MD
        EIID=a(i*24+j,AID(j)+1); %Energía inicialmente predicha para ofertar al MID
        PD=PMD(i*24+j); %Precio casado en el MD
        PID=PMI(i*24+j); %Precio casado en el MI
        SIFPM=0;
        %Elección de la energía óptima a ofertar al MID en cada hora.
        for EID=0:20;
            for EG=0:20;
                if ED<EID
                    ID(EID+1,EG+1)=ED*PD*10; %Ingresos en el MD
                    IID(EID+1,EG+1)=(EID-ED)*PID*10; %Ingresos en el MID
                    if EG<EID
                        CD(EID+1,EG+1)=PCD*PD*(EG-EID)*10; %Coste del desvío
                    else
                        CD(EID+1,EG+1)=PVD*PD*(EG-EID)*10; %Ingresos del desvío
                    end
                end
            end
        end
    end
end
```





```
else
    ID(EID+1,EG+1)=ED*PD*10; %Ingresos en el MD
    IID(EID+1,EG+1)=(EID-ED)*PID*10; %Ingresos en el MID. Negativos, puesto que compro
    if EG<ED
        CD(EID+1,EG+1)=PCD*PD*(EG-EID)*10; %Coste del desvío
    else
        CD(EID+1,EG+1)=PVD*PD*(EG-ED)*10; %Ingresos del desvío
    end
end
IF(EID+1,EG+1)=ID(EID+1,EG+1)+IID(EID+1,EG+1)+CD(EID+1,EG+1); %Suma de ingresos horarios
PR(EID+1,EG+1)=(c(ceil(EIID),AID(j),EG+1)*0.01); %Probabilidad
IFP(EID+1,EG+1)=IF(EID+1,EG+1)*PR(EID+1,EG+1); %Factor de decisión horario
end
SIFP(EID+1)=sum(IFP(EID+1,:)); %Suma de factores de decisión
if SIFP(EID+1)>SIFPM %Elección del mayor factor de decisión
    SIFPM=SIFP(EID+1);
    EFID=EID; %Energía final a ofertar en el MID
end
end
%Cálculo de los ingresos finalmente obtenidos
EFG=a(i*24+j,1); %Energía finalmente generada
if ED<EFID
    IFD=ED*PD*10; %Ingresos en el MD
    IFID=(EFID-ED)*PID*10; %Ingresos en el MID
    if EFG<EFID
        CFD=PCD*PD*(EFG-EFID)*10; %Coste del desvío
    else
        CFD=PVD*PD*(EFG-EFID)*10; %Ingresos del desvío
    end
end
else
```



```
IFD=ED*PD*10; %Ingresos en el MD
IFID=(EFID-ED)*PID*10; %Ingresos en el MID. Negativos, puesto que compro energía.
if EFG<ED
    CFD=PCD*PD*(EFG-EFID)*10; %Coste del desvío
else
    CFD=PVD*PD*(EFG-ED)*10; %Ingreso del desvío
end
end
IFF(i*24+j)=IFD+IFID+CFD; %Ingresos horarios del generador
end
dia=i+1 % Contador
end
```



### Anexo 2.3 Ofertas al mercado intradiario estimando el precio de la energía en el mercado intradiario a través de una distribución normal aleatoria.

```
clear all
close all
load Ma %Matriz de datos históricos de predicción y generación de un parque eólico
load Mc %Matriz tridimensional de FDP's
load PMD %Vector de precios horarios del mercado diario en 2007
load PMI %Vector de precios horarios del mercado intradiario en 2007
desv=1; %Valor en % de la desviación estándar con respecto al precio del MID
NPMI=normrnd([PMI],[PMI*desv/100]); %Vector de precios horarios del MID estimado según una DNA
AD=[14:1:37]; %Vector de antelaciones para el mercado diario
AID=[3,4,5,6,3,4,5,3,4,5,6,3,4,5,6,3,4,5,6,7,3,4,5,6]; %Vector de antelaciones para el mercado intradiario
PVD=0.8; %precio de venta del desvío
PCD=1.1; %precio de compra del desvío
for i=0:364;
    for j=1:24;
        ED=a(i*24+j,AD(j)+1); %Energía predicha para ofertar al MD
        EIID=a(i*24+j,AID(j)+1); %Energía inicialmente predicha para ofertar al MID
        PD=PMD(i*24+j); %Precio casado en el MD
        PID=NPMI(i*24+j); %Precio estimado del mercado intradiario, utilizando una distribución normal.
    if PID<0
        PID=0;
    end
    PRID=PMI(i*24+j); %Precio real del mercado intradiario.
    SIFPM=0;
```

El resto del algoritmo es igual al del anexo 2.2



## Anexo 2.4 Ofertas al mercado intradiario estimando el precio de los desvíos como el valor medio del último cuatrimestre

```
clear all
close all
load Ma %Matriz de datos históricos de predicción y generación de un parque eólico
load Mc %Matriz tridimensional de FDP's
load PMD %Vector de precios horarios del mercado diario en 2007
load PMI %Vector de precios horarios del mercado intradiario en 2007
load PVR %Vector de precios horarios de venta de los desvíos en 2007
load PCR %Vector de precios horarios de compra de los desvíos en 2007
AD=[14:1:37]; %Vector de antelaciones para el mercado diario
AID=[3,4,5,6,3,4,5,3,4,5,6,3,4,5,6,3,4,5,6,7,3,4,5,6]; %Vector de antelaciones para el mercado intradiario
for i=0:364;
    for j=1:24;
        if (i*24+j)<=2920 %Precios estimados de los desvíos en el primer cuatrimestre de 2007
            PVD=0.88;
            PCD=1.21;
        end
        if 2920<(i*24+j)<=5840 %Precios estimados de los desvíos en el segundo cuatrimestre de 2007
            PVD=0.73;
            PCD=1.04;
        end
        if 5840<(i*24+j)<=8760 %Precios estimados de los desvíos en el tercer cuatrimestre de 2007
            PVD=0.84;
            PCD=1.11;
        end
        ED=a(i*24+j,AD(j)+1); %Energía predicha para ofertar al MD
        EIID=a(i*24+j,AID(j)+1); %Energía inicialmente predicha para ofertar al MID
        PD=PMD(i*24+j); %Precio casado en el MD
        PID=PMD(i*24+j); %Estimo el precio del MID como el precio casado en el MD
    end
end
```



```
PRID=PMI(i*24+j); %Precio Real casado en el MID  
PVDR=PVR(i*24+j); %Precio Real de Venta del desvío.  
PCDR=PCR(i*24+j); %Precio Real de Compra del desvío.  
SIFPM=0;
```

El resto del algoritmo es igual al del anexo 2.2